



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis de aplicabilidad de mejoradores
de flujo a través de sistemas de bombeo
neumático en pozos**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Mecánico

P R E S E N T A

Luis Alonso Marañón Solorio

DIRECTOR DE TESIS

Dr. José Enrique Guzmán Vázquez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

Comité Evaluador

Presidente: Dr. Arturo Palacio Pérez

Secretario: Dr. Edgar Ramírez Jaramillo

Vocal: Dr. José Enrique Guzmán Vázquez

1er Suplente: Dr. Alejandro Rodríguez Valdés

2do Suplente: Mtro. Jaime Larios González

TUTOR DE TESIS

Dr. José Enrique Guzmán Vázquez

FIRMA

Agradecimientos

A mi familia

Por ser el principal motor de mi vida y por haberme inculcado todos los principios y valores que me han permitido seguir mi vida con pasión, convicción y mucho amor por lo que es correcto

A la Universidad Nacional Autónoma de México

Por haberme formado como un ingeniero de calidad mundial a pesar de las carencias y desventajas con las que un estudiante de escuela pública en México debe lidiar.

Por sembrar en mi un sentimiento de solidaridad con todos los mexicanos y hacerme sentir en deuda con el país que tanto quiero y que con todas las dificultades puede transformar a estudiantes de bajos recursos en profesionales increíbles con un mar de oportunidades.

Gracias también por haberme dado la oportunidad de conocer personas que llevaré siempre en mi corazón.

A los buenos profesores

Que lograron apasionarme aún más por mi carrera y hacerme querer ser de los mejores representantes de la excelente ingeniería mexicana.

A mi tutor

Por enseñarme que con buenas bases y un pequeño impulso se pueden obtener muy buenos resultados.

Dedicatoria

A mis padres dedico este triunfo con todo el cariño y aprecio que les tengo.

En reconocimiento de todos sus esfuerzos y apoyo para lograr que yo tomara un buen camino y pudiera estudiar lo que más me gusta.

A mi familia que desde el fondo de sus corazones me deseaban éxito y lo mejor para mí.

Los amo incondicionalmente.

RESUMEN

Los crudos pesados y extrapesados representan una gran parte de las reservas y producción en México, lamentablemente, debido a sus grandes viscosidades, el transporte de este tipo de recursos resulta una tarea extremadamente difícil. Algunas técnicas como el calentamiento o el agregado de crudos ligeros presentan una rentabilidad deficiente. En este trabajo se estudió el uso de una técnica novedosa basada en la generación de un flujo anular líquido-líquido o una capa de lubricación que genere un patrón de flujo conocido como Core Annular Flow (CAF). Debido a la gran presencia y versatilidad de las instalaciones de bombeo neumático o gas lift, se decide utilizar un pozo de esta clase para la aplicación de esta técnica utilizando las válvulas de gas para la inyección de un agente de baja viscosidad. Se tomaron las condiciones de investigaciones previas y pruebas experimentales para hacer una simulación con CFD utilizando el software ANSYS FLUENT para un pozo vertical. Se comparan las caídas de presión cuando fluye únicamente crudo y cuando se establece el CAF. La técnica presenta reducciones en la caída de presión de más del 90%, sin embargo, la estabilidad del patrón de flujo es un asunto importante, ya que depende de la tensión interfacial, las propiedades hidrofílicas de la pared de la tubería y de la fracción de agente líquido inyectado, existiendo un valor mínimo debajo del cual la capa de lubricación no es capaz de generarse continuamente.

ABSTRACT

Heavy and extra-heavy crude oils represent a large part of the reserves and production in Mexico. Unfortunately, due to their high viscosities, the transport of this type of resources is an extremely difficult task. Some techniques such as heating, or the addition of light crude oils present poor profitability. In this work, the use of a novel technique based on the generation of a liquid-liquid annular flow or a lubrication layer that generates a flow pattern known as Core Annular Flow (CAF), was studied. Due to the great presence and versatility of gas lift facilities, it was decided to use a well of this kind for the application of this technique using the gas lift valves for the injection of a low viscosity agent. The conditions of previous investigations and experimental tests were taken to make a simulation with CFD using the software ANSYS FLUENT for a vertical well. Pressure drops are compared when only crude oil flows and when CAF is set. The technique presents reductions in pressure drop of more than 90%, however, the stability of the flow pattern is an important issue, since it depends on the interfacial tension, the hydrophilic properties of the pipe wall and the fraction of injected liquid agent since there is a minimum value below which the lubrication layer is not generated continuously.

Contenido

RESUMEN.....	V
ABSTRACT	VI
LISTA DE FIGURAS Y TABLAS.....	IX
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Justificación	2
1.2 Objetivos.....	2
1.3 Hipótesis	3
CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES	4
2.1 Bombeo neumático (Gas Lift).....	4
2.2 Principio de operación.....	8
2.3 Flujos de múltiples fases	9
2.4 Control de la inyección: válvulas	12
2.5 Tipos de instalaciones de BN.....	16
2.6 Diseño de sistemas de BN	17
2.7 Características relevantes en sistemas de BN	17
2.8 Futuro del BN.....	18
CAPÍTULO 3. MEJORADORES DE FLUJO	20
3.1 Reductores de viscosidad	21
3.2 Reductores de arrastre	22
CAPÍTULO 4. BOMBEO NEUMÁTICO ASISTIDO CON LÍQUIDO.....	24
4.1 Inyección de agentes líquidos	24
4.2 Flujo anular líquido-líquido	29
4.3 Modelo matemático para un flujo anular líquido-líquido.....	33
4.4 Modelo para un flujo con un núcleo no newtoniano.....	42
CAPÍTULO 5. SIMULACIONES NUMÉRICAS.....	47
5.1 Geometría y condiciones de frontera	47

5.2 Discretización espacial (malla)	51
5.3 Configuración de la simulación	56
5.4 Inicialización de la simulación y discretización temporal	59
5.5 Convergencia de la simulación	60
CAPÍTULO 6. RESULTADOS	63
6.1 Desarrollo del flujo anular.....	63
6.2 Colgamiento de fases	64
6.3 Caída de presión.....	68
6.4 Perfil de velocidad.....	69
6.5 Tensión interfacial	70
CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES	74
7.1 Resumen.....	74
7.2 Conclusiones	74
7.3 Aportaciones	78
7.4 Recomendaciones y trabajo a futuro	78
A.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PETROLEROS	80
A.2 LEYES FUNDAMENTALES DE CONSERVACIÓN.....	89
REFERENCIAS	91

LISTA DE FIGURAS Y TABLAS

Figura 2.1 Analogía del bombeo neumático (Schlumberger, 1999).....	5
Figura 2.2 Instalación de bombeo neumático (Schlumberger, 1999).	6
Figura 2.3 Etapas de descarga y operación (Coutinho, 2018).	9
Figura 2.4 Algunos patrones de flujo en el espacio anular (Hernández, 2016).Figura 2.5 Etapas de descarga y operación (Coutinho, 2018).	9
Figura 2.6 Patrones de flujo en el espacio anular (Hernández, 2016).....	10
Figura 2.7 Patrones de flujo verticales para un flujo líquido-gas (Hernández, 2016).	12
Figura 2.8 Esquema simplificado de válvulas OPI y OPP (William C. Lyons, 2016).	13
Figura 2.9 Válvula OPI (Hernández, 2016).	14
Figura 2.10 Válvula OPP (Hernández, 2016).Figura 2.11 Válvula OPI (Hernández, 2016).....	14
Figura 2.12 Válvula OPP (Hernández, 2016).....	14
Figura 2.13 Mandril de cavidad lateral con válvula alojada (James F. Lea, 2019).Figura 2.14 Válvula OPP (Hernández, 2016).	14
Figura 2.15 Mandril de cavidad lateral con válvula alojada (James F. Lea, 2019).	14
Figura 2.16 Proceso de acoplamiento o extracción de válvulas (Hernández, 2016).	15
Figura 2.17 Diferentes tipos de instalaciones de bombeo neumático (Hernández, 2016).....	16
Figura 3.1 Operación típica de un reductor de arrastre (Ray Johnston, 2018).	23
Figura 4.1 Viscosidades para distintas mezclas (H. Q Zhong, 2018).	25
Figura 4.2 Resultados en la producción con la inyección de gas y crudo ligero (H. Q Zhong, 2018).	26
Figura 4.3 Bombeo neumático asistido por líquido (Coutinho, 2018).	27
Figura 4.4 Válvula de bombeo neumático de orificio (Coutinho, 2018).	28
Figura 4.5 Flujo anular (Brauner, 1990).	29
Figura 4.6 Algunos arreglos para la formación del flujo anular (S. Ghosh, 2009).	31

Figura 4.7 Comportamiento típico real de un flujo anular (Renardy, 1997).	
Figura 4.8 Algunos arreglos para la formación del flujo anular (S. Ghosh, 2009).	31
Figura 4.9 Comportamiento típico real de un flujo anular (Renardy, 1997).	32
Figura 4.10 Flujo anular real (Antonio C. Bannwart, 2012).	32
Figura 4.11 Representación de un flujo anular ascendente (Sumit Tripathi, 2015).	34
Figura 4.12 Esfuerzo en la interfase de dos líquidos (Yunus A. Cengel J. M., 2018).	37
Figura 4.13 Perfil parabólico de velocidades (Yunus A. Cengel J. M., 2018).	38
Figura 4.14 Volumen de fluido no newtoniano en movimiento (Hernández, 2016).	43
Figura 5.1 Imagen recuperada de (Martínez, 2019).	47
Figura 5.2 Tubería de simulación.	49
Figura 5.3 Arreglo de válvula de BN y mandril (Hernández, 2016).	50
Figura 5.4 Diferentes mecanismos usados para la inyección.	51
Figura 5.5 Mallado tipo “Butterfly” (Haipeng Li, 2016).	52
Figura 5.6 Mallado tipo “Butterfly” aplicado a la tubería	52
Figura 5.7 Espectro de valores para oblicuidad y calidad ortogonal (Smith, 2017).	55
Figura 5.8 Valores de ortogonalidad y oblicuidad obtenidos (ANSYS Meshing).	55
Figura 5.9 Parámetros importantes de la solución (ANSYS FLUENT).	59
Figura 5.10 Estado inicial de la simulación.	59
Figura 5.11 Flujo másico neto.	61
Figura 5.12 Número de Courant máximo en todo el dominio para cada simulación.	62
Figura 6.1 Diferentes métodos de inyección.	64
Figura 6.2 Desarrollo de flujo anular. Vista transversal y pared de la tubería.	66
Figura 6.3 Desarrollo de flujo anular. Colgamiento BRV 2%.	67
Figura 6.4 Acercamiento del flujo en las paredes de la tubería.	67

Figura 6.5 Caída de presión a lo largo de la tubería para $v_{in}= 0.6$ [m/s] y $v_{in}= 1.2$ [m/s].	68
Figura 6.6 Perfiles de velocidad para $v_{in}= 0.6$ [m/s] y $v_{in}= 1.2$ [m/s].	70
Figura 6.7 Monitoreo de la caída de presión para distintos valores de tensión interfacial.	71
Figura 6.8 Perfiles de velocidad obtenidos para distintos valores de tensión interfacial.	71
Figura 6.9 Comportamiento del flujo para $\sigma=0.01$ [N/m] y $\sigma=0.06$ [N/m] en $t=5.5$ [s].	73
Figura A.1 Comportamiento de la viscosidad de los fluidos con la temperatura (Yunus A. Cengel, 2018).	80
Figura A.2 Comportamiento reológico de distintos fluidos (Yunus A. Cengel, 2018).	81
Figura A.3 Viscosidad y gravedad API (Hazlina Husin, 2014).	81
Figura A.4 Contenido de fracciones livianas y pesadas en diferentes tipos de crudos (S., 1996).	82
Figura A.5 Apariencia y clasificación de crudos pesados y extrapesados (Paszkiwicz, 2012).	82
Figura A.6 Comportamiento del factor volumétrico con la presión.	84
Figura A.7 Campana de saturación para una sustancia pura (Yunus A. Cengel M. A., 2019).	87
Tabla 2.1 Presencia del BN en México 2012 (María, 2013).	7
Tabla 5.1 Datos utilizados en la simulación.	48
Tabla 5.2 Resultados obtenidos para distintas mallas	53
Tabla 6.1 Valores de caída de presión y porcentaje de reducción.	69

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

En México, alrededor de la mitad de la producción total de petróleo está concentrada en crudos pesados, clasificados así por tener una densidad API inferior a 27° (PEMEX, 2017). Debido a sus grandes viscosidades y pesos, el transporte de estos crudos se vuelve una tarea difícil y genera grandes costos de operación, por lo que el desarrollo de nuevas técnicas o la adaptación de técnicas comunes para la explotación de este tipo de aceites es de vital importancia para asegurar la oferta a futuro.

Algunas técnicas usuales como el calentamiento, a pesar de reducir la viscosidad drásticamente, conllevan costos considerables que las hacen poco rentables en muchos casos. Otras técnicas como la dilución de agentes como crudo ligero, queroseno o diesel, están limitadas por la disponibilidad de estos agentes, sus precios, postprocesamiento e incluso el riesgo (Hazlina Husin, 2014). Un enfoque más moderno, es el de los mejoradores de flujo, los cuales son agentes químicos diseñados para influir en la movilidad de líquidos con altas viscosidades que, en el caso de petróleos pesados y extrapesados, pueden llegar fácilmente a 10,000 [cP].

El bombeo neumático es una técnica ampliamente utilizada en la industria petrolera, esta consiste sencillamente en la inyección de gas natural por medio de válvulas dentro de la tubería de producción con el objetivo de aligerar la columna de crudo, disminuir la presión en el fondo y facilitar el flujo del crudo. Debido a la versatilidad y a la capacidad de sobreponerse ante distintas condiciones, esta técnica podría adaptarse para la inyección de mejoradores de flujo con una intervención mínima, lo cual representa una ventaja económica frente a instalaciones de otro tipo.

Una propuesta formal para la implementación de esta idea requiere de evidencia que pruebe que es físicamente posible y que además asegure que las mejoras obtenidas son remarcables.

1.1 Justificación

Existe la posibilidad aplicar la técnica de Bombeo Neumático Asistido con Líquido (BNAL) utilizando agentes mejoradores de flujo. En este caso se aprovecha una técnica ampliamente validada (el bombeo neumático) con agentes líquidos que están diseñados para movilizar crudos de alta viscosidad. El análisis tiene por objeto determinar la viabilidad de dicha aplicación.

1.2 Objetivos

Objetivo general

Determinar la existencia de un escenario técnicamente viable en el que los agentes mejoradores de flujo puedan ser aplicados a través de los sistemas artificiales de bombeo neumático (“Gas lift”) en operación, con el propósito de mejorar la producción de crudos pesados y extrapesados en campos mexicanos.

Objetivos específicos

- Hacer una revisión de la literatura y estado del arte focalizado en las características de los agentes reductores de arrastre y viscosidad, así como en los sistemas de bombeo neumático.
- Realizar estudios teóricos y experimentales del comportamiento dinámico de agentes mejoradores de flujo en conjunto con mezclas multifásicas en un escenario que simule las condiciones de un pozo de bombeo neumático.
- Proponer el diseño de un mecanismo para la inyección de los mejoradores de flujo en instalaciones BN.
- Demostrar las ventajas y ganancias obtenidas con el uso de esta técnica para justificar su aplicación.

1.3 Hipótesis

Los sistemas artificiales de bombeo neumático pueden ser utilizados, en principio, para inyectar líquidos mejoradores de flujo mediante adaptaciones menores de la instalación.

CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES

2.1 Bombeo neumático (Gas Lift)

El Bombeo Neumático (BN), también conocido como Gas Lift, es una técnica para la extracción de crudos que consiste, de forma general, en la inyección de gas dentro de la tubería de producción de un pozo por medio de válvulas. El gas tiene dos propósitos, el primero, aligerar la columna de crudo al disminuir su densidad, y el segundo, disminuir la presión en el fondo para facilitar el transporte del crudo. En la Figura 2.1 puede verse una analogía del principio de funcionamiento del bombeo neumático utilizando una bomba y un compresor. Gracias a su gran versatilidad, esta técnica puede ser usada tanto en tierra como en mar, así como para pozos verticales, horizontales y desviados.

Este tipo de sistemas tiene su definición formal en 1975 por Buford Neely en *Artificial Lift, SPE Reprint Series 12*, no obstante, se tienen registros de técnicas similares para el bombeo de otros líquidos desde antes de 1800, lo cual hace a esta técnica la más antigua de los métodos de bombeo artificial (Beckwith, 2014).

Usualmente, los gases utilizados en esta técnica son los mismos asociados al petróleo (gas natural) que se produce, por lo que esta técnica es en especial exitosa cuando una gran cantidad de gas es producido junto con el crudo.

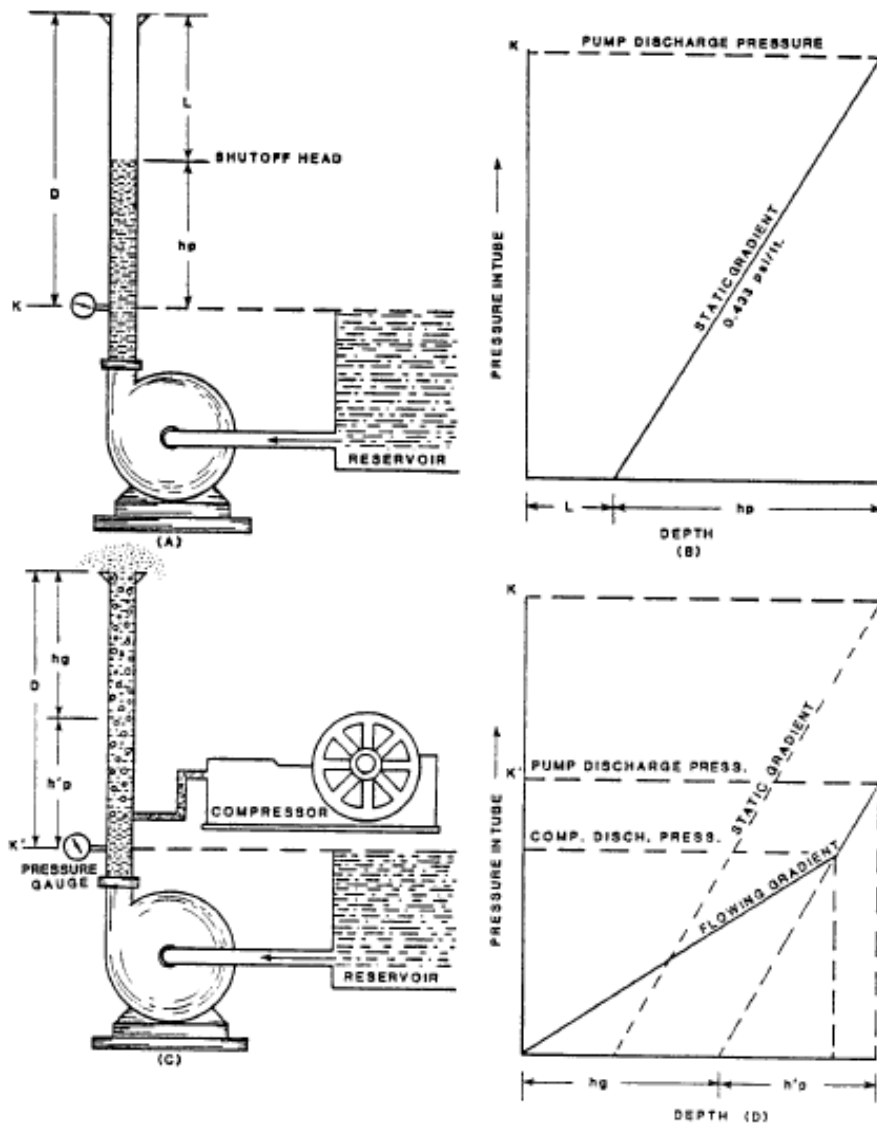


Figura 2.1 Analogía del bombeo neumático (Schlumberger, 1999).

Este método suele ser utilizado en pozos con alto índice de producción (IP) y con grandes presiones en el fondo del pozo relativa a la profundidad de este (Brown, 1967). En la Figura 2.2 puede verse la configuración de una instalación de bombeo neumático típica.

Existen algunas variedades dentro de la instalaciones de bombeo neumático, sin embargo, las principales categorías en las que se clasifican son:

- Flujo continuo
- Flujo intermitente

En el flujo continuo, la inyección de gas es continua, por lo tanto, el flujo de producción también lo es, mientras que, para el flujo intermitente, la inyección es cíclica y el crudo fluye en una especie de “tapones”.

El uso de uno u otro depende básicamente de la producción deseada, así como de los recursos disponibles de gas y compresión. El flujo continuo es notoriamente más común en la industria.

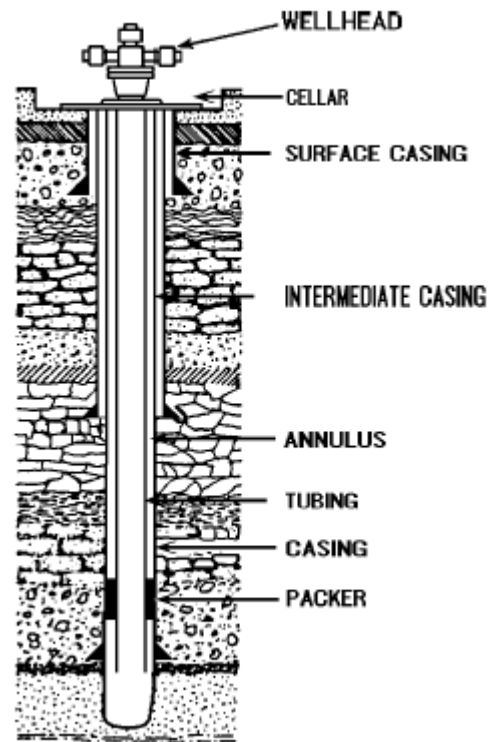


Figura 2.2 Instalación de bombeo neumático (Schlumberger, 1999).

Una instalación de bombeo neumático cuenta típicamente con una tubería de producción, una tubería de revestimiento, cabezal, compresor, mandriles y válvulas.

La Tabla 2.1 nos muestra la presencia de esta técnica en México en el año 2012 en comparación con otros sistemas artificiales de bombeo.

Las principales ventajas del bombeo neumático son:

- Aprovechamiento de energía del yacimiento
- Capacidad de manejar elementos pesados
- Bajos costos

- Volumen de producción
- Fácil mantenimiento

ESTADO DE POZOS	POZOS	PORCENTAJE
<i>Fluyentes</i>	2,493	28.74%
<i>Bombeo Mecánico</i>	1,784	20.56%
<i>Bombeo Neumático Continuo</i>	1,505	17.35%
<i>Bombeo Neumático Intermitente</i>	123	1.41%
<i>Bombeo Hidráulico</i>	51	0.58%
<i>Bombeo Electrocentrífugo</i>	33	0.38%
<i>En Compresión</i>	2,685	30.95%
Total Pozos	8,674	100%

Tabla 2.1 Presencia del BN en México 2012 (María, 2013).

Por otro lado, aún hay factores que pueden hacer del bombeo neumático una opción poco eficiente o totalmente inviable. Para pozos muy profundos, se requiere una mayor capacidad de compresión, es decir, compresores más grandes y costosos, sin mencionar que, para un crudo con poco gas disuelto, una fuente externa de gas será requerida.

Algunas otras limitaciones para este tipo de sistemas son los crudos extremadamente viscosos, un gas sin previa deshidratación o gases demasiado “agrios” (grandes porcentajes de compuestos como ácido sulfhídrico, dióxido de carbono etc.).

Finalmente, la operación de las válvulas y la variación en su comportamiento con el tiempo, la presión y la temperatura del pozo, representa también un área de oportunidad para este tipo de sistemas (Schlumberger, 1999).

Existen varias formas en que un pozo de bombeo neumático puede estar configurado, variando en el número de válvulas, o incluso en las direcciones de sus flujos, sin embargo, todos operan bajo el mismo principio.

2.2 Principio de operación

La operación de un pozo de gas lift se divide en dos grandes etapas, la descarga y la producción. En la etapa de descarga se liberan las válvulas de menor a mayor profundidad (válvulas de descarga), en un inicio cubiertas por líquido, hasta llegar a la válvula más profunda (válvula de operación) cuyo propósito es mantener un único punto de inyección durante la etapa de operación. En la Figura 2.3 se muestra una ejemplificación del funcionamiento de ambas etapas para un pozo con únicamente una válvula.

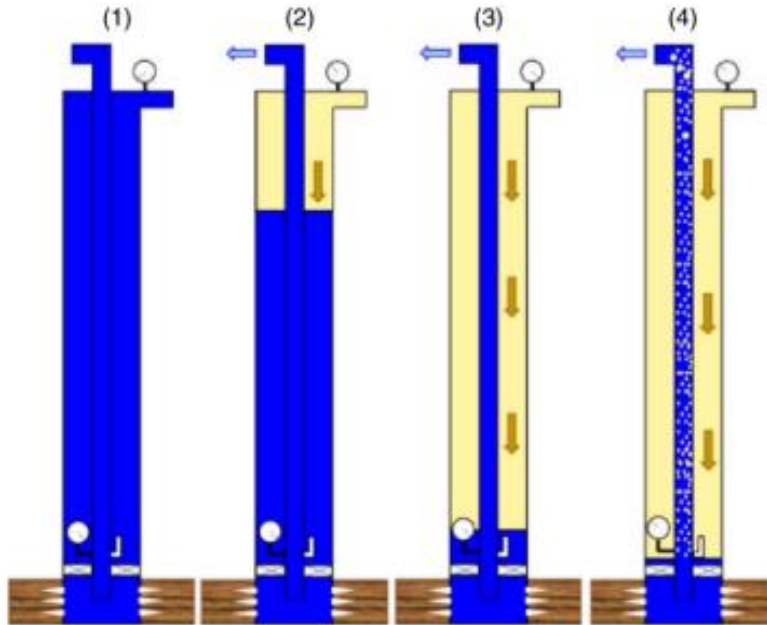


Figura 2.3 Etapas de descarga y operación (Coutinho, 2018).

2.3 Flujos de múltiples fases

Como es común en la ingeniería petrolera, los flujos encontrados dentro de los sistemas de bombeo neumático pueden comportarse de manera muy compleja, ya que pueden estar compuestos por varias fases (líquido, gas y sólido) a la vez. Además, estas fases pueden estar distribuidas de formas muy distintas, lo cual puede modificar las propiedades del flujo a favor o en contra de la operación. La Figura 2.4 muestra algunos ejemplos de flujos que pueden presentarse en el espacio anular.

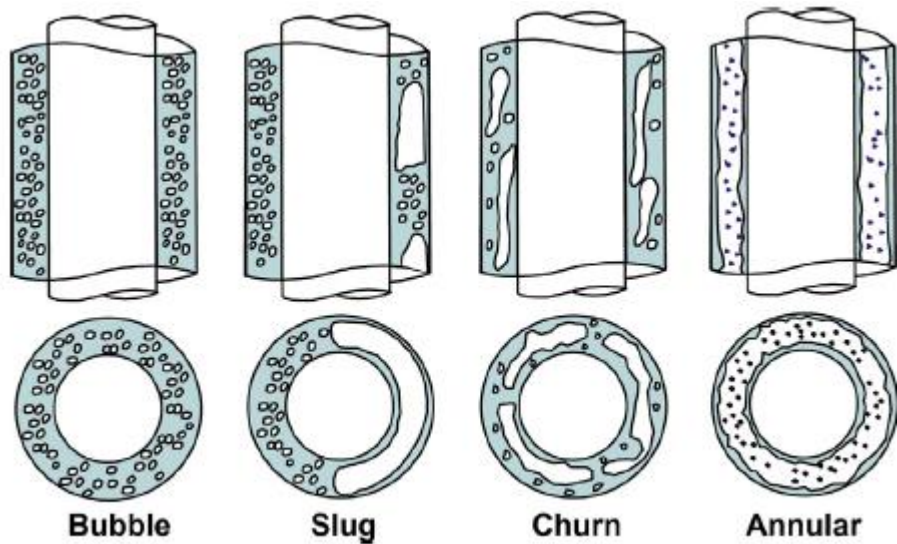


Figura 2.6 Patrones de flujo en el espacio anular (Hernández, 2016).

Debido a lo anterior, el análisis de estos flujos suele hacerse de forma global, centrándose en las propiedades generales del flujo dentro del dominio de estudio.

Algunas de las propiedades más importantes de este tipo de flujos son:

- Gradiente de presión
- Colgamientos de fase
- Viscosidad y densidad
- Velocidades de fase
- Patrón de flujo

Para un pozo vertical, el gradiente de presión nos indica la tendencia de la presión a disminuir conforme el flujo se mueve hacia la superficie. Este valor depende de algunas propiedades como la densidad del fluido, velocidad, aceleración y viscosidad, siendo este último comúnmente el de mayor

impacto. El gradiente de presión es un indicativo de la eficiencia con la que fluye el fluido.

El colgamiento de fases es la porción volumétrica que ocupa alguna de las fases para una sección de tubería determinada promediada en el tiempo. Este puede ser un valor difícil de calcular ya que las fases de un flujo pueden moverse a distintas velocidades, lo cual se conoce como “resbalamiento”, sin embargo, en ciertos casos se asume que no existe tal fenómeno para simplificar los cálculos.

La viscosidad de un fluido es una propiedad que indica la resistencia de un fluido a deformarse, y se ve afectada principalmente por la temperatura. Por otra parte, la densidad es la propiedad que indica la concentración de la masa. Un fluido más denso, también será un fluido más pesado.

Para flujos multifásicos, se distinguen dos tipos de velocidades para cada fase. La primera, llamada “velocidad superficial”, es aquella velocidad que tendría una fase si esta fluyera sola por la tubería. Mientras tanto, la “velocidad real”, es aquella dada por el gasto de la fase y el volumen que esta ocupa. Además de esto, suele usarse el término “velocidad de mezcla” a la suma de los gastos de cada fase divididos por el área de la tubería.

Finalmente, para flujos multifásicos, se utiliza el concepto de “patrón de flujo” para describir la distribución geométrica de las fases dentro de la tubería. Estos patrones suelen darse para distintas relaciones de velocidades entre las fases.

La Figura 2.5 nos muestra algunos patrones de flujo para un flujo líquido-gas.

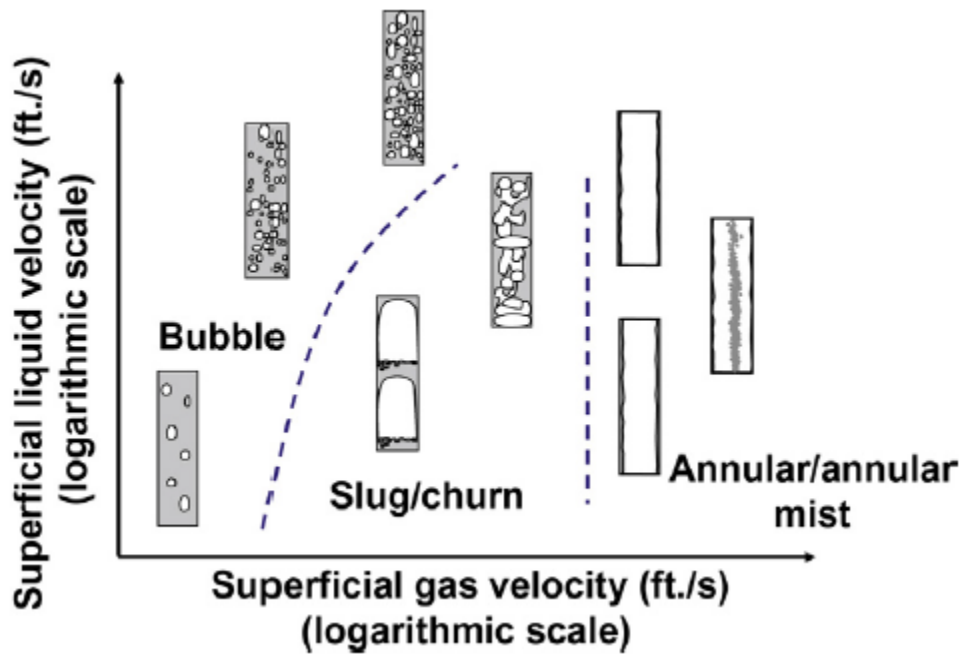


Figura 2.7 Patrones de flujo verticales para un flujo líquido-gas (Hernández, 2016).

2.4 Control de la inyección: válvulas

Existen numerosas clases de válvulas en la industria del bombeo neumático, clasificándose algunas por la forma en que son manipuladas, es decir:

- Válvulas recuperables por cable
- Válvulas recuperables por tubería
- Válvulas para tubería flexible

Por otra parte, también suele clasificárseles por su presión de operación, como a continuación:

- Válvulas operadas por presión de producción (OPP)
- Válvulas operadas por presión de inyección (OPI)

Las válvulas operadas por presión de producción (“PPO” por sus siglas en inglés) son aquellas cuya apertura o cierre es controlado por la presión dentro de la tubería de producción a la profundidad que se encuentran instaladas. Las válvulas operadas por presión de inyección (“IPO” por sus siglas en inglés) son controladas por la presión en el espacio anular a la profundidad que se encuentren.

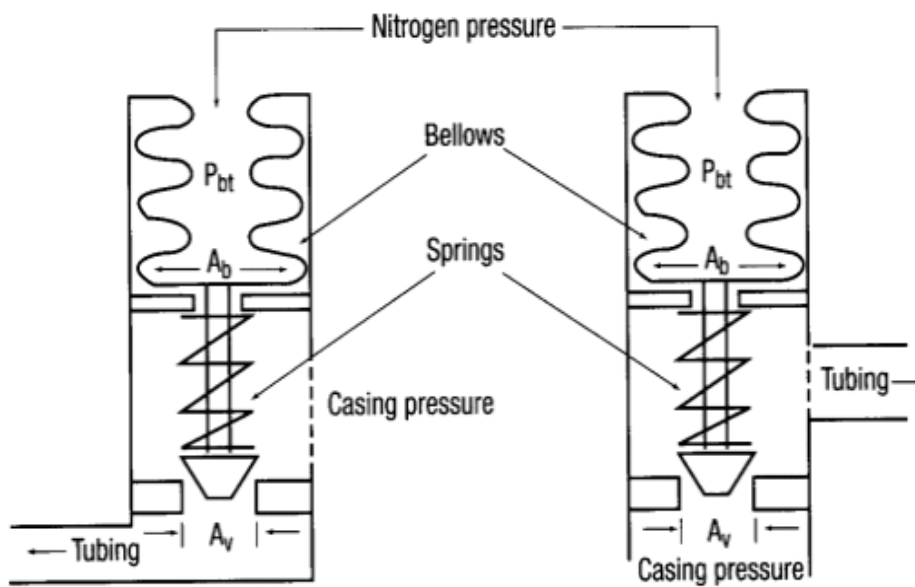


Figura 2.8 Esquema simplificado de válvulas OPI y OPP (William C. Lyons, 2016).

Estas válvulas cuentan con elementos internos que pueden ser modificados para la calibración de sus presiones de operación (Figura 2.7 y 2.8).

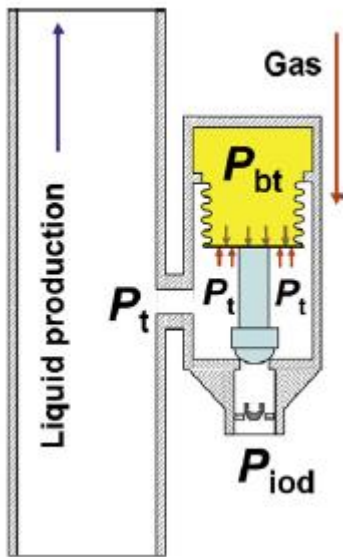


Figura 2.12 Válvula OPP
(Hernández, 2016).

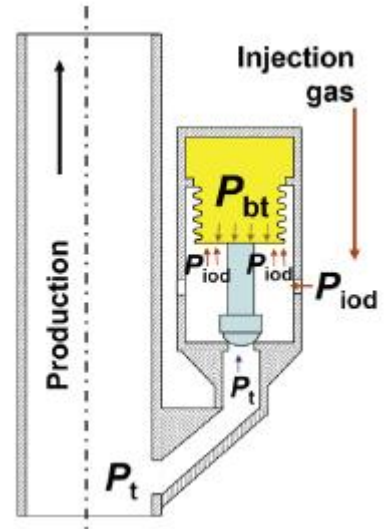


Figura 2.9 Válvula OPI
(Hernández, 2016).

Según (BenAmara, 2016), a partir de 1951 con el propósito de facilitar la manipulación de válvulas, estas suelen acoplarse a unos elementos llamados mandriles, los cuáles son secciones en la tubería de producción diseñados para alojar las válvulas como en la Figura 2.9.

Con ayuda de herramienta especializada, las válvulas pueden ser acopladas o extraídas de forma rápida como lo ejemplifica la Figura 2.10.

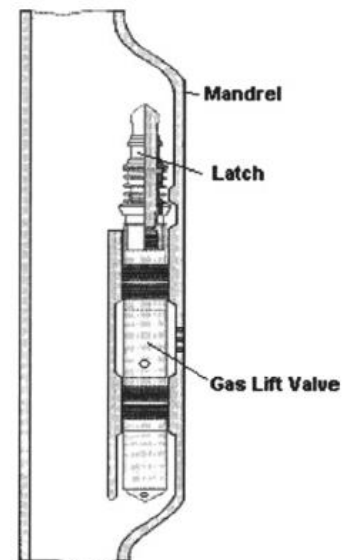


Figura 2.15 Mandril de cavidad lateral con válvula alojada
(James F. Lea, 2019).

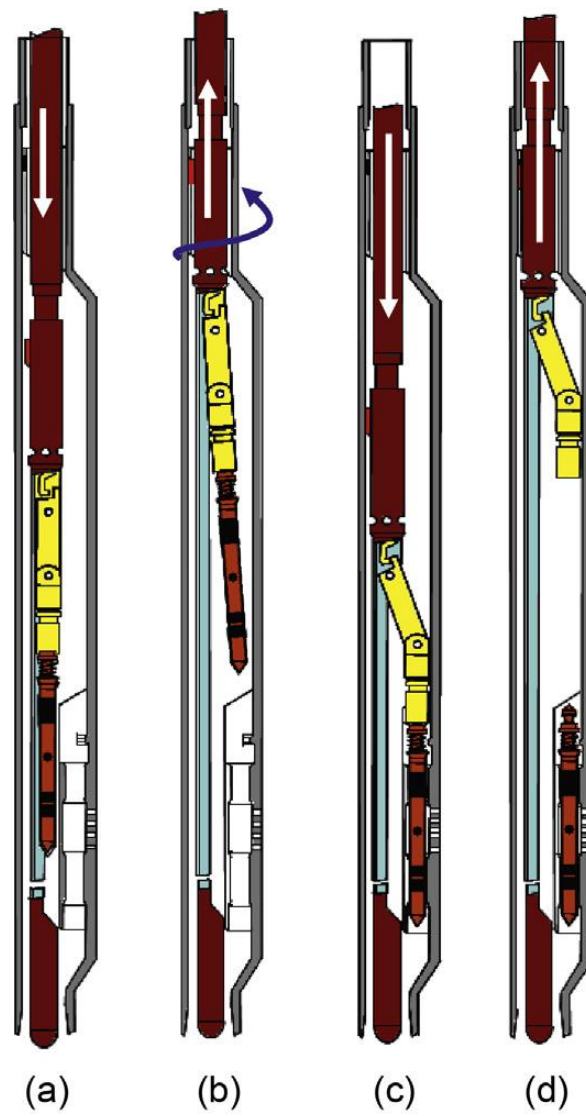


Figura 2.16 Proceso de acoplamiento o extracción de válvulas (Hernández, 2016).

2.5 Tipos de instalaciones de BN

Dentro de las instalaciones más sencillas de bombeo neumático existen tres diferentes configuraciones:

- Instalaciones abiertas
- Instalaciones cerrada
- Instalaciones semicerradas

Una instalación abierta, es aquella en la que no existe ningún tipo de empaque o válvula que regule el flujo de crudo hacia el espacio anular o la tubería de producción. En las instalaciones semicerradas existen empaques que aíslan la inyección de gas en el espacio anular, pero no existe una válvula que regule el flujo de crudo dentro de la tubería de producción. Una instalación cerrada es aquella en la que ambos flujos están regulados o aislados, típicamente por válvulas o empaques. La Figura 2.11 muestra cada una de estas configuraciones.

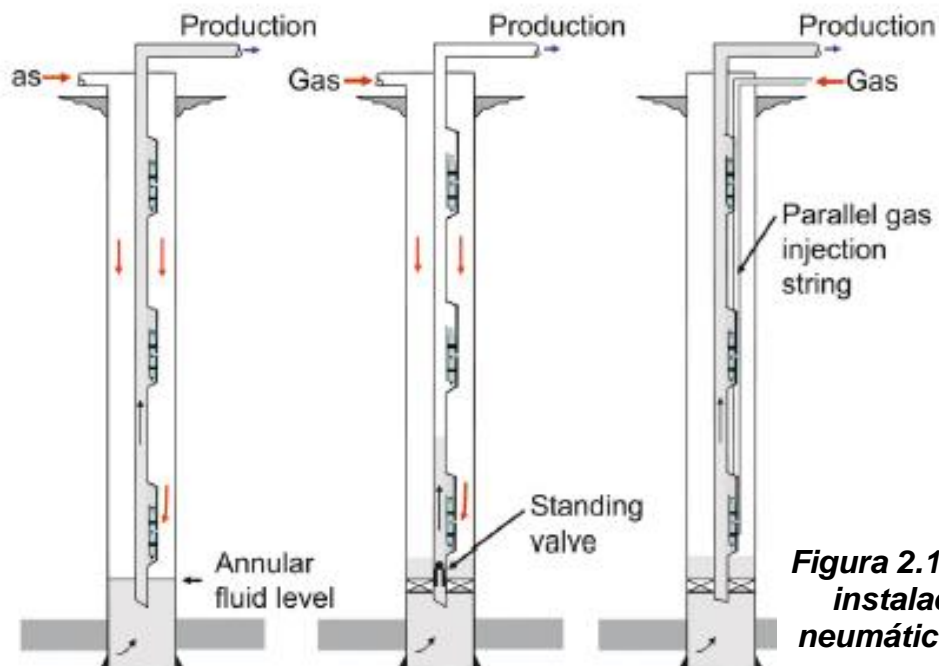


Figura 2.17 Diferentes tipos de instalaciones de bombeo neumático (Hernández, 2016).

2.6 Diseño de sistemas de BN

El primer parámetro de diseño para una instalación de gas lift es el tipo de flujo con el que esta operará, es decir, bajo condiciones de flujo intermitente o continuo, sin embargo, existen pozos que podrían trabajar bajo ambas condiciones sin saber en un principio cómo se desempeñaría mejor.

Posteriormente, se define la profundidad a la que la válvula de operación será colocada, dependiendo directamente de la capacidad de compresión disponible, las propiedades del crudo y del yacimiento. Además de esto, la producción de líquido requerida debe ser ajustada con la cantidad de gas disponible para la inyección. Para instalaciones con múltiples válvulas, se calcula además las profundidades a las que cada válvula será colocada.

Después de un proceso iterativo, se definen finalmente la características geométricas del pozo, así como los tipos de válvulas necesarios.

Existe una basta colección de recursos literarios en los que se pueden encontrar ejemplos de diseño para instalaciones de BN mediante distintos métodos. No se considera necesaria la revisión de dicha literatura en esta investigación.

2.7 Características relevantes en sistemas de BN

Existen propiedades del crudo, del yacimiento y del pozo que pueden tener un impacto importante en la planeación de una nueva instalación de bombeo

neumático. A continuación se menciona brevemente algunos de los efectos más importantes:

- Para un mayor diámetro de tubería, el gradiente de presión tiende a disminuir, por lo que la presión en el fondo también disminuye.
- El flujo volumétrico es proporcional al gradiente de presión, por lo que una producción alta también tendrá mayores pérdidas de presión.
- Para una mayor relación gas-líquido del crudo, existirá una menor caída de presión.
- Finalmente, entre más pesados sea un crudo (grados API), mayor será la presión en el fondo.

2.8 Futuro del BN

A pesar de la gran confiabilidad de esta técnica y de su presencia en la industria, existen numerosas áreas de investigación que buscan mejorar la eficiencia de este método artificial.

Algunos trabajos como (Sanjay K. Singh, 2014), hablan sobre el desarrollo de nuevos métodos de diseño de instalaciones de gas lift, los cuales parten de algunas deficiencias que métodos clásicos presentan. Estos nuevos métodos tienen el propósito de complementar a los métodos comunes con nueva información acerca del funcionamiento de válvulas, la cual proveniente de bases de datos especializadas.

(Kenneth Decker, 2018) por ejemplo, menciona el costo a pagar en el correcto funcionamiento de un sistema de gas lift cuando los datos provenientes de yacimientos y crudos no son precisos.

En (BenAmara, 2016), el autor nos habla sobre la necesidad de actualizar las tecnologías de control de estos sistemas, introduciendo la tecnología digital de bombeo neumático como reemplazo a las válvulas operadas por presión y el problema de la intervención que necesitan cuando las condiciones del pozo cambian.

Finalmente, complementando los intereses de este escrito, (Mitchell, 2015) desarrolla una investigación en la que se demuestra la eficacia de nuevas herramientas especializadas para la manipulación de válvulas en sistemas de bombeo neumático en periodos cortos de tiempo, con esto se comprueba la gran aptitud de este tipo de instalaciones ante adaptaciones menores sin afectar la producción de manera drástica.

CAPÍTULO 3. MEJORADORES DE FLUJO

Un mejorador de flujo es un aditivo cuyo objetivo es mejorar la movilidad de un fluido al modificar alguna de sus propiedades. Existen varios tipos de mejoradores de flujo en el mercado con distintos principios de acción a nivel químico o físico, no obstante, el efecto final suele reflejarse ya sea en la viscosidad del fluido o en el arrastre generado en las paredes de la tubería.

El desarrollo de este tipo de químicos busca reemplazar el uso de otros agentes como crudos ligeros, diesel, tolueno o xileno, los cuales pueden agregar costos importantes a la producción o presentar un riesgo importante (Salar Afra, 2016). Los mejoradores de flujo presentan un comportamiento superior al de técnicas como las mencionadas anteriormente, sin embargo, aún queda pendiente encontrar el escenario perfecto para el uso de estos químicos en técnicas convencionales, como lo es el bombeo neumático.

El enfoque principal de los mejoradores de flujo involucra el mezclado o la dilución del aditivo en el fluido en cuestión, sin embargo, algunas investigaciones como (E. J. Suarez-Dominguez, 2017) plantean la acción de un reductor de viscosidad con un mezclado parcial o en un flujo completamente estratificado. Este tipo de alternativas parten de la dificultad que existe para formar mezclas homogéneas de crudo-mejorador en la producción.

3.1 Reductores de viscosidad

La viscosidad es la propiedad de los fluidos que dificulta principalmente su transporte o movilidad. Varios autores han desarrollado investigaciones en las que se busca disminuir la viscosidad de un crudo al agregar un químico que modifique alguna propiedad dada del fluido.

(E.J. Suárez-Domínguez, 2017) por ejemplo, justifica la alta viscosidad de algunos crudos con la presencia de asfaltenos como fase dispersa en estos fluidos. A partir de esta premisa, el autor analiza el comportamiento de un químico llamado “Bioreductor de viscosidad” o “BRV” sobre la viscosidad de crudos con distintas gravedades API. De forma general, la viscosidad aparente de los crudos disminuye con una mayor concentración del reductor de viscosidad al disminuir la fracción dispersa de asfaltenos, además de aproximar la mezcla a un comportamiento newtoniano.

Al lograr disminuir la viscosidad de un crudo, los requerimientos energéticos para el transporte de estos fluidos disminuyen, debido a que las pérdidas de presión por fricción, influidas principalmente por la viscosidad, disminuyen drásticamente. Esta reducción está relacionada a su vez con el diseño de menor equipo y, por lo tanto, menores costos. (E.J. Suarez-Domínguez, 2013).

Existe una gran variedad de aditivos cuyo objetivo es la reducción de viscosidad de crudos pesados, sin embargo, estos pueden diferir en algunas características como costo, origen y compatibilidad.

3.2 Reductores de arrastre

Según (Ray Johnston, 2018), los reductores de arrastre, son polímeros de cadena larga que poseen un peso molecular muy alto. Debido a estas características, una sola molécula de estos aditivos tiene la capacidad de interactuar con miles de moléculas del crudo. De esta forma, el polímero funciona como un “amortiguador” que puede absorber precipitaciones como vórtices o estallos que puedan generar turbulencia, la cual genera a su vez un arrastre mucho mayor. Es importante recalcar, que este tipo de químicos no altera de forma importante la viscosidad del crudo al mezclarse.

Los reductores de arrastre han sido estudiados desde mediados del siglo pasado y fueron vendidos comercialmente por primera vez en 1979 por Conoco Inc (Ray Johnston, 2018).

El principal interés por estos agentes surgió debido a su habilidad de reducir importantemente las pérdidas de presión por fricción en líneas transportadoras de crudo, en algunos casos se han reportado reducciones en el arrastre de más del ochenta por ciento.

La Figura 3.1 muestra el comportamiento típico de un reductor de arrastre para algunos crudos.

En general existen problemas con el impacto ambiental que generan algunos aditivos usados para mejorar la producción, puesto que un porcentaje de ellos son derivados artificialmente y no son biodegradables. (Muhammad Luqman Hasan, 2017) nos menciona el caso de un nuevo mejorador obtenido a partir de residuos orgánicos, cuyo comportamiento está a la altura de mejoradores

desarrollados artificialmente. Esta investigación debe ser un ejemplo para cualquier desarrollo a futuro de mejoradores de flujo.

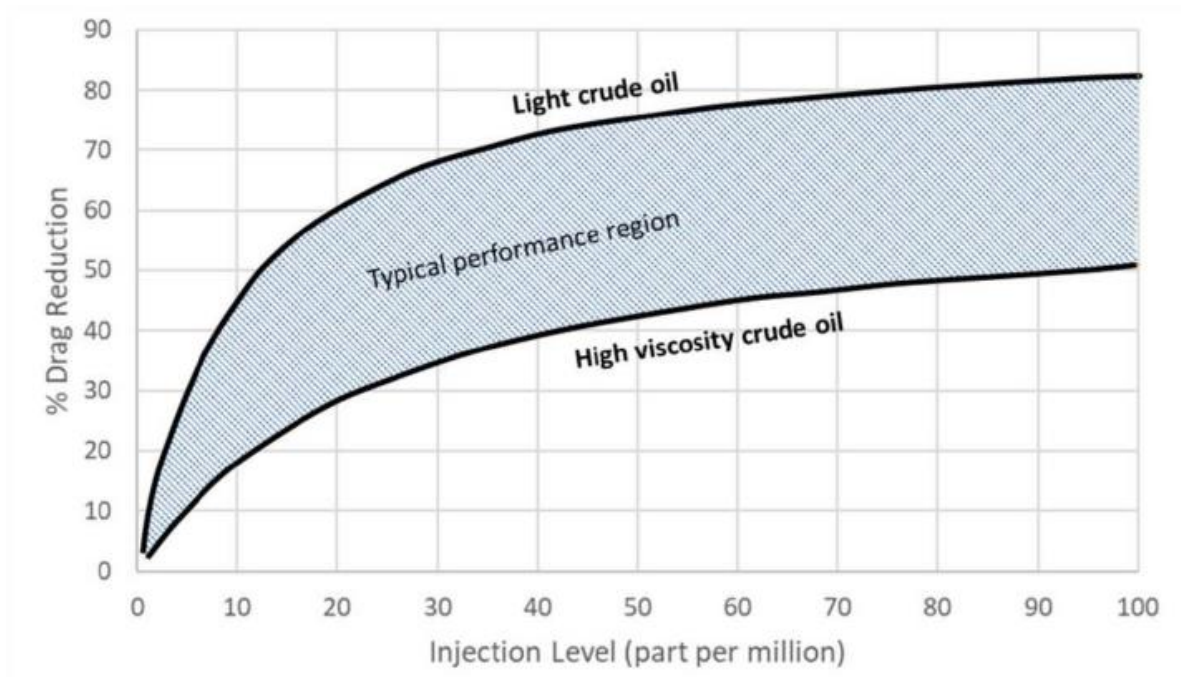


Figura 3.1 Operación típica de un reductor de arrastre (Ray Johnston, 2018).

CAPÍTULO 4. BOMBEO NEUMÁTICO ASISTIDO CON LÍQUIDO

4.1 Inyección de agentes líquidos

Existen algunas investigaciones que muestran el desarrollo de nuevas técnicas cuyo principal eje es el mejoramiento del bombeo neumático. Dentro de estas investigaciones, la inyección de agentes líquidos parece ser una tendencia de mayor interés.

(H. Q. Zhong, 2018) por ejemplo, analiza la inyección de gas y crudo ligero, a la vez, en un flujo de un crudo altamente viscoso. Al estudiar mezclas con distintas concentraciones de gas y crudo ligero, el autor hace las siguientes observaciones.

- El uso de gas promueve la mezcla entre ambos crudos además de cumplir con su función original.
- La fracción de agua tiende a distribuirse en las paredes de la tubería, mientras que la fracción de crudo y gas tiende a agruparse en el centro de la tubería.
- El uso aislado de gas no puede por sí sólo desplazar al crudo pesado, por otro lado, el uso aislado de crudo ligero genera flujos volumétricos pobres.
- Al usar paralelamente gas y crudo ligero, se disminuye la cantidad necesaria de crudo ligero necesaria para mejorar la movilidad del flujo.

La Figura 4.1 muestra el comportamiento de la viscosidad de los crudos utilizados y de sus mezclas.

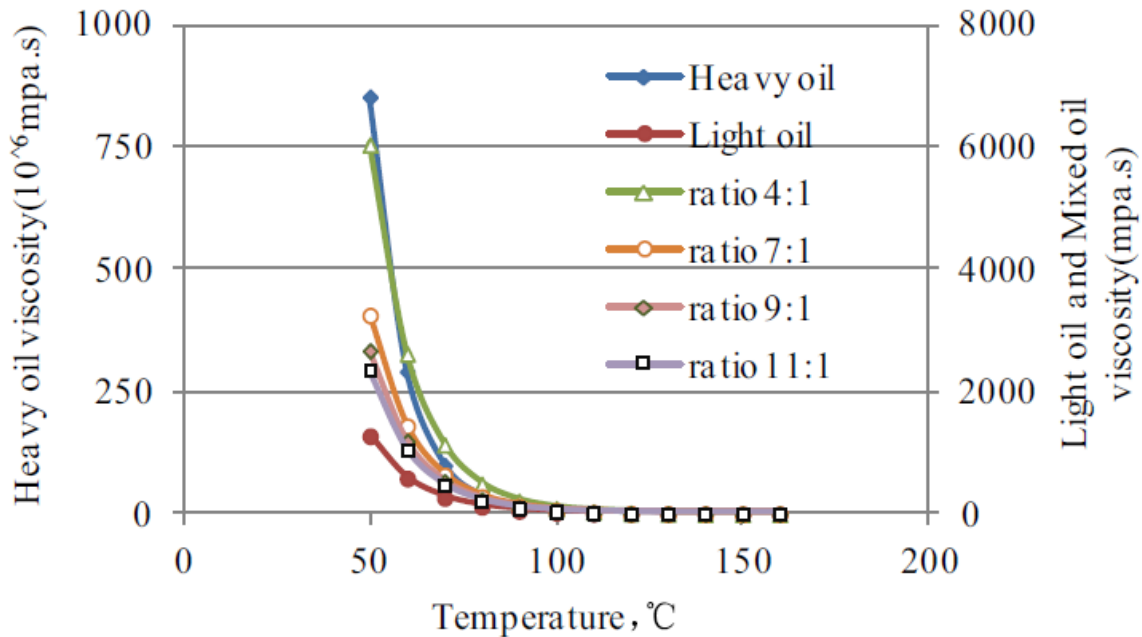


Figura 4.1 Viscosidades para distintas mezclas (H. Q Zhong, 2018).

La fiabilidad de esta técnica fue verificada mediante una prueba piloto en un pozo real en Xianjiang, China. Los resultados obtenidos en esta prueba muestran claramente la mejora en la producción a partir de la aplicación de esta nueva técnica desde el 12 de abril de 2013, hasta su conclusión el 23 de abril del mismo año (Figura 4.2).

Se consiguió además una reducción en la fracción crudo ligero-crudo pesado de 11:1 a 4:1.

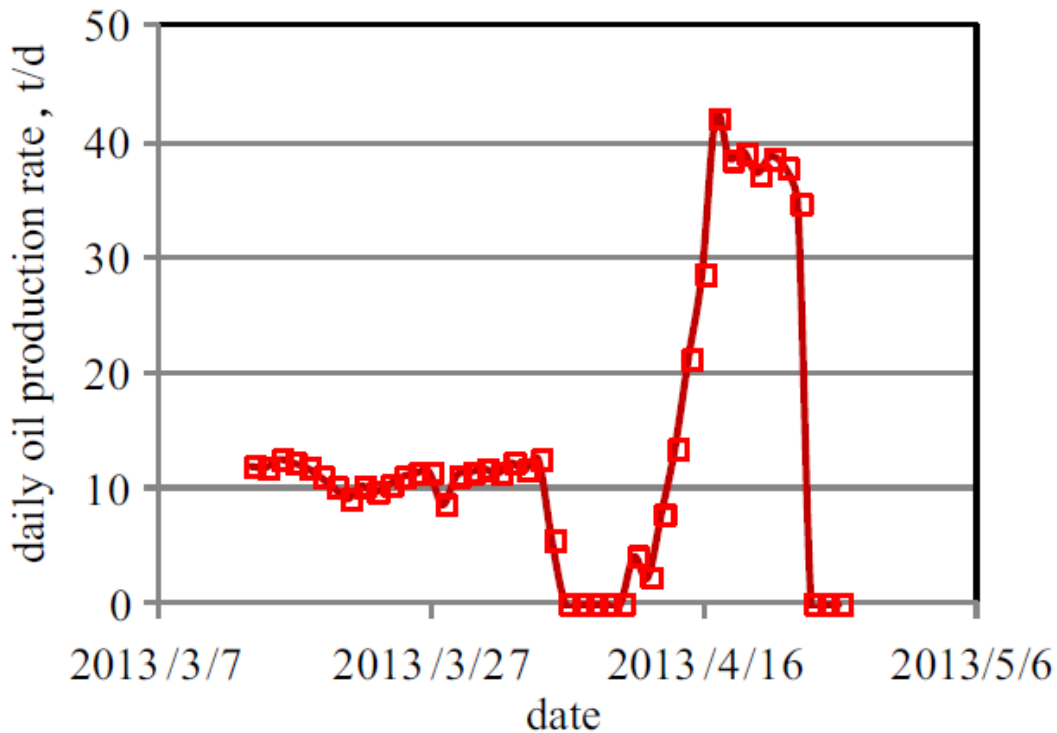


Figura 4.2 Resultados en la producción con la inyección de gas y crudo ligero (H. Q Zhong, 2018).

En 2018, Coutinho exploró una técnica “conjugada” llamada Bombeo Neumático Asistido por Líquido, BNAL (“LAGL” por sus siglas en inglés). La Figura 4.3 muestra el funcionamiento de esta técnica. Aunque el enfoque adoptado por el autor es distinto al de este trabajo, varios elementos son relevantes para esta investigación. De forma general, la técnica pretende reducir los requerimientos de compresión en la superficie para la inyección de gas a profundidades mayores. Esto se debe a que la capacidad de compresión está limitada y su incremento puede ser costoso.

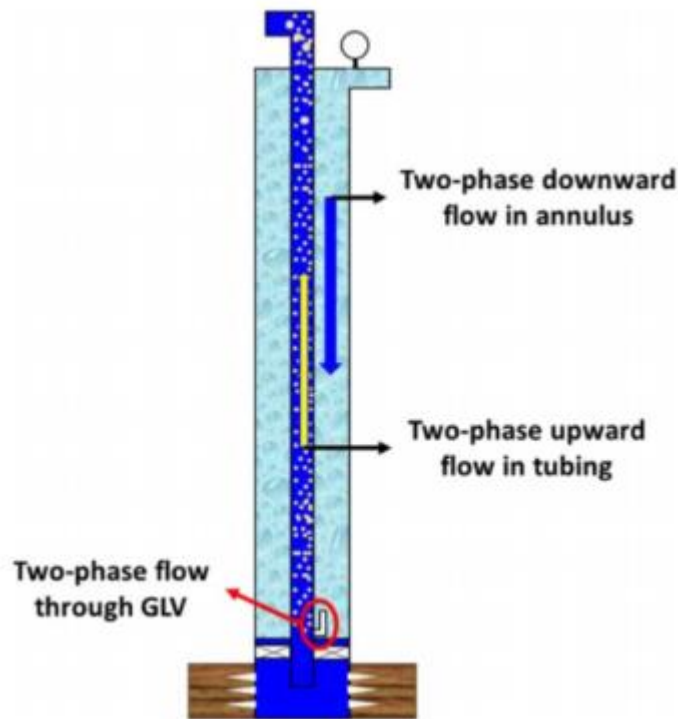


Figura 4.3 Bombeo neumático asistido por líquido (Coutinho, 2018).

Para una profundidad dada, la presión de inyección deberá superar la presión del cabezal, las pérdidas de carga asociadas a la válvula, a la fricción y finalmente, la diferencia de presión generadas entre las columnas de fluido en la tubería de producción y en el espacio anular.

La existencia de líquido en el espacio anular reduce la diferencia de presión y, por lo tanto, la capacidad de compresión necesaria en la superficie.

En estos experimentos se simuló la inyección con agua y gas natural. Fueron utilizadas válvulas de bombeo neumático de orificio VBNO (“OGLV” por sus siglas en inglés) de 44” /64” (0.017 [m]), como la que se muestra a continuación en la Figura 4.4.



Figura 4.4 Válvula de bombeo neumático de orificio (Coutinho, 2018).

Con los resultados de las investigaciones mencionadas anteriormente se obtiene evidencia y precedentes de lo siguiente:

- Las válvulas de BN son capaces de operar con líquido.
- El uso de un líquido para asistir al BN tradicional reduce las capacidad de compresión necesaria en la superficie, lo cual puede mejorar la infraestructura de este tipo de instalaciones al necesitarse compresores más pequeños.
- EL BNAL reduce la cantidad de gas necesario para la inyección, lo cual a su vez reduce los efectos hidrodinámicos adversos de patrones de flujo obtenidos con grandes fracciones de gas.
- De forma general el BNAL presenta un ahorro energético y una mejora en la producción.

4.2 Flujo anular líquido-líquido

Como se mencionó anteriormente, uno de los problemas en el uso de cualquier agente líquido como mejorador de flujo, es la dificultad de generar mezclas homogéneas mejorador-crudo durante la producción para obtener el mayor provecho de estos agentes. El flujo anular líquido-líquido, también llamado “Core Annular Flow” o “CAF” en inglés, es una alternativa para el uso de agentes líquidos que no requieran ser mezclados con el crudo. La Figura 4.5 muestra la apariencia de este tipo de flujo.

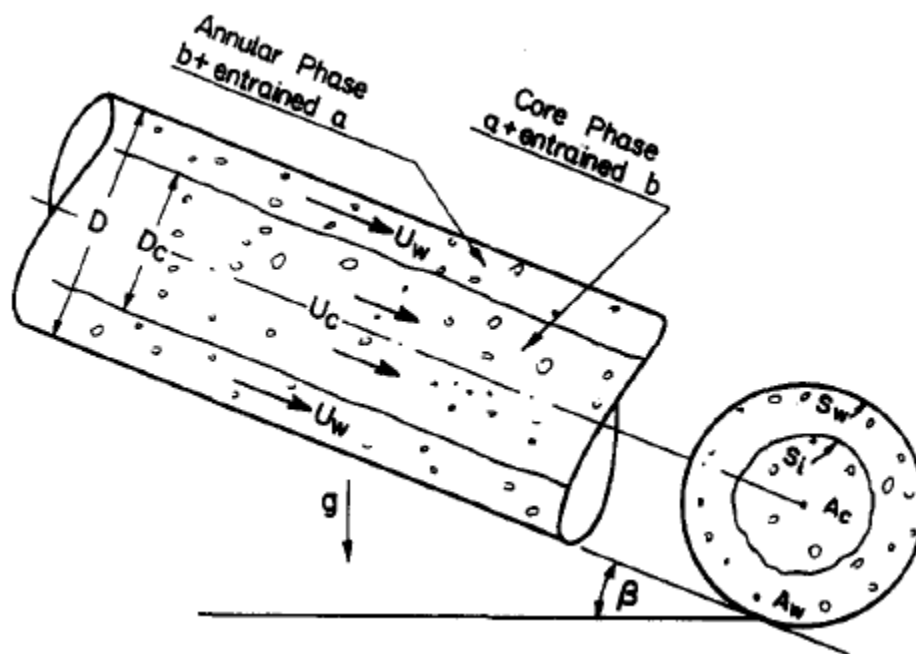


Figura 4.5 Flujo anular (Brauner, 1990).

El flujo anular, consiste en una fracción cilíndrica llamada “núcleo” que fluye por el centro de la tubería, esta fracción está ocupada normalmente por un fluido de alta viscosidad. Alrededor del núcleo, se encuentra otra fracción con forma de anillo, por donde fluye un segundo líquido cuya viscosidad es comúnmente mucho menor a la del núcleo.

El área ocupada por cada fase puede variar dependiendo del colgamiento de cada fase. Al incrementar el colgamiento del núcleo, el flujo exterior tiende a volverse una película o capa que recubre al núcleo de alta viscosidad o lubrica las paredes de la tubería. Como puede observarse, ambos líquidos fluyen de manera “concéntrica” sin mezclarse, además de que, la fracción del núcleo en ningún momento toca las paredes de la tubería.

Este patrón de flujo presenta una eficiencia energética muy atractiva para su implementación en pozos con crudos pesados. De acuerdo con (Prada, 1999) se pueden grandes reducciones en la caída de presión por fricción con respecto al flujo de un crudo aislado. Debido a que el crudo no está en contacto con la pared de la tubería, la fricción en la pared debe ser comparable con aquella encontrada en un flujo simple de un fluido con baja viscosidad.

El uso del flujo anular presenta las siguientes dificultades:

- Generación
- Estabilidad
- Contaminación de las paredes de la tubería
- Compatibilidad de fases

Si bien el flujo anular puede generarse bajo condiciones naturales, algunos autores optan por la generación este flujo mediante arreglos geométricos, es decir, mediante boquillas o canales que incidan en el flujo principal de crudo y promuevan la formación del flujo anular.

La Figura 4.6 muestra algunos arreglos usados para la formación de este flujo.

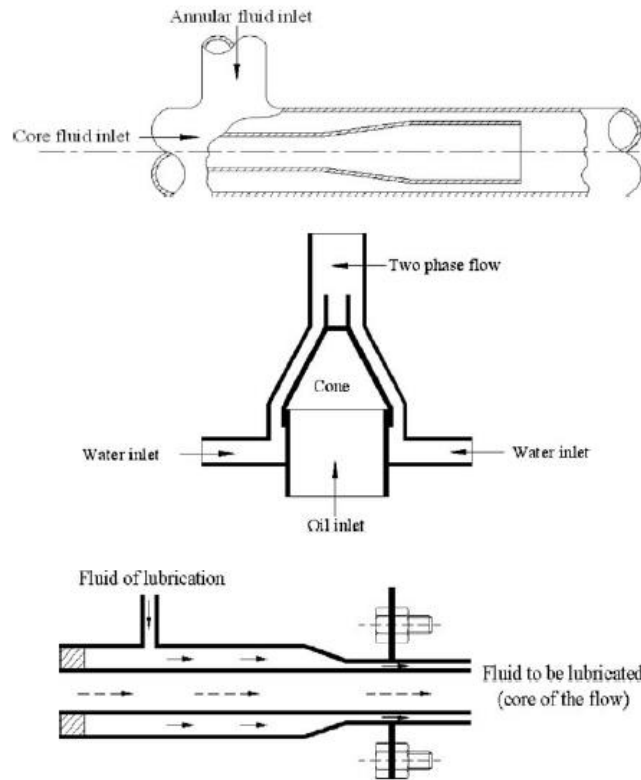


Figura 4.6 Algunos arreglos para la formación del flujo anular (S. Ghosh, 2009).

Como se puede notar, algunos de los arreglos anteriores son similares a la forma en que el gas es inyectado por medio de válvulas de gas lift. Sin embargo, el diseño incorrecto de un mecanismo de inyección podría imposibilitar la formación del flujo o afectar la estabilidad de este. La estabilidad del flujo se refiere a la habilidad de este para mantener o recuperar su geometría y comportamiento al sufrir alguna perturbación.

El flujo anular es posible debido al balance de tres fuerzas, la tensión interfacial, las fuerzas hidrodinámicas y los esfuerzos internos (Sumit Tripathi, 2015), por lo que, cualquier cambio en estas propiedades puede alterar el comportamiento del flujo.

Un flujo anular como el presentado al inicio de esta sección es raramente visto, ya que, en la realidad, este flujo suele presentarse de forma ondulante como en las Figuras 4.9 y 4.10. Este fenómeno existe debido a la diferencia de velocidades entre las fases, lo cual provoca vórtices en la interfaz y a su vez variaciones en esta zona (Renardy, 1997).

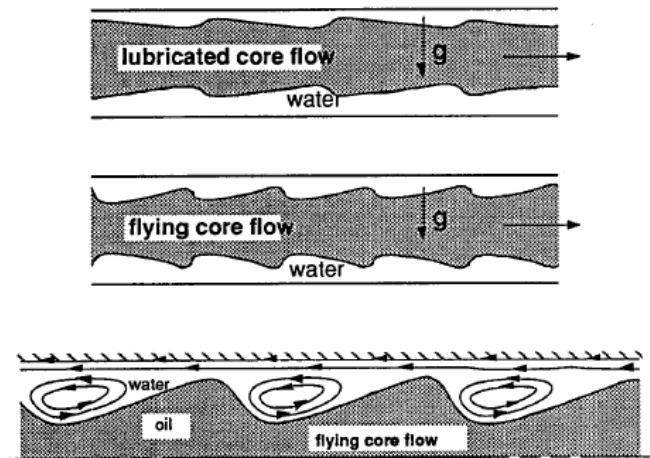


Figura 4.9 Comportamiento típico real de un flujo anular (Renardy, 1997).

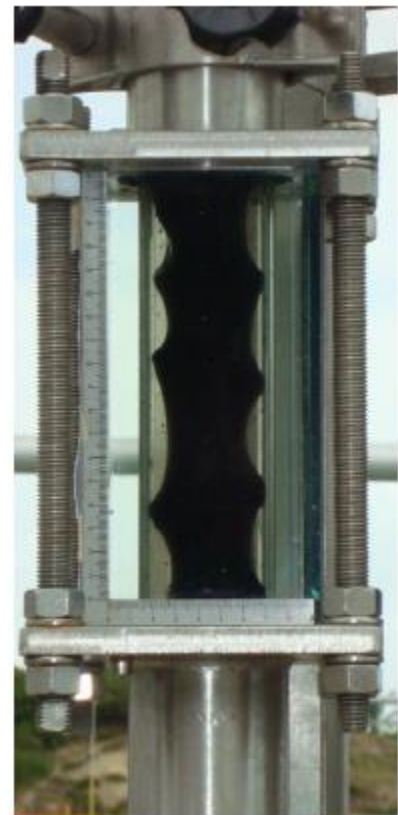


Figura 4.10 Flujo anular real (Antonio C. Bannwart, 2012).

Este fenómeno no afecta la reducción en las caídas de presión de forma importante. En los experimentos realizados por Bannwart en 2012, en los que se presentó dicho fenómeno, se logró una disminución en la presión de fondo del pozo del 25% y una producción 2.5 veces mayor con una fracción de 5% de volumen de agua, valores similares a los obtenidos por otros autores en investigaciones similares.

La contaminación de las paredes de una tubería puede ocurrir en cualquier momento durante la operación, provocando la acumulación de fracciones de crudo que entorpezcan la producción. Este problema puede aumentar o disminuir dependiendo de las características hidrofílicas o hidrofóbicas de la tubería, es decir, si esta es capaz de “mojarse” o “humectarse”. (S. Ghosh, 2009).

Es importante controlar la cantidad de mejorador de flujo implementado para la formación del flujo anular, debido a que, mientras más producto sea inyectado, menor será la rentabilidad de esta técnica. Debido a esto, se busca conseguir el establecimiento del flujo anular con la menor cantidad de mejorador inyectado posible.

Finalmente, encontraremos que la compatibilidad entre las fases, es decir, su miscibilidad y tensión interfacial son propiedades importantes para evitar la formación de emulsiones indeseables que puedan disminuir la eficiencia de esta técnica.

4.3 Modelo matemático para un flujo anular líquido-líquido

Para un flujo anular vertical ascendente de dos fases líquidas se tiene el siguiente modelo (Figura 4.11).

Se asume que:

- Es un procesos adiabático e isotérmico.
- Ambos fluidos son inmiscibles.
- Ambos fluidos son incompresibles.

- Ambos fluidos son newtonianos.
- Ambos fluidos tienen viscosidad constante.
- Existe simetría en θ , así como $u_\theta = 0$ para todo r, θ, z .
- Se asume un estado estacionario.

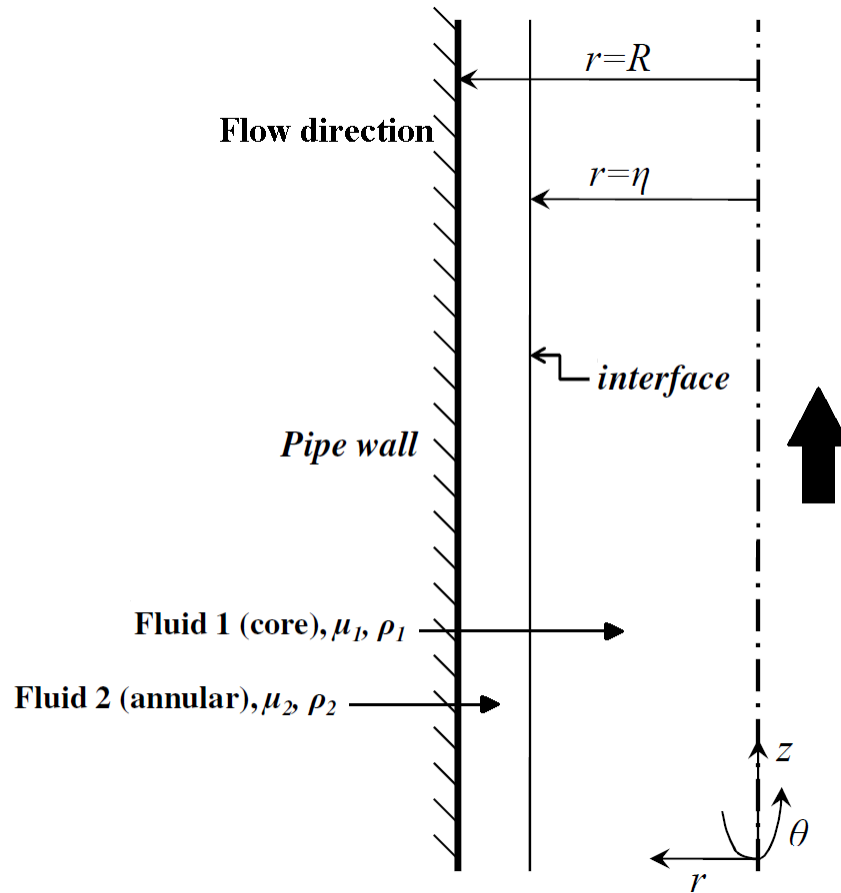


Figura 4.11 Representación de un flujo anular ascendente (Sumit Tripathi, 2015).

Por lo que las componentes en r y z de las ecuaciones de Navier-Stokes en coordenadas cilíndricas:

$$\rho \left(\frac{\partial u_r}{\partial t} + u_r \frac{\partial u_r}{\partial r} + \frac{u_\theta}{r} \frac{\partial u_r}{\partial \theta} - \frac{u_\theta^2}{r} + u_z \frac{\partial u_r}{\partial z} \right) = -\frac{\partial P}{\partial r} + \mu \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_r}{\partial r} \right) - \frac{u_r}{r^2} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 u_r}{\partial \theta^2} - \frac{2}{r^2} \frac{\partial u_\theta}{\partial \theta} + \frac{\partial^2 u_r}{\partial z^2} \right]$$

$$\rho \left(\frac{\partial u_z}{\partial t} + u_r \frac{\partial u_z}{\partial r} + \frac{u_\theta}{r} \frac{\partial u_z}{\partial \theta} + u_z \frac{\partial u_z}{\partial z} \right) = -\frac{\partial P}{\partial z} + \rho g_z + \mu \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_z}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 u_z}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 u_z}{\partial z^2} \right]$$

Son simplificadas, para obtener:

$$\rho \left(u_r \frac{\partial u_r}{\partial r} + u_z \frac{\partial u_r}{\partial z} \right) = -\frac{\partial P}{\partial r} + \mu \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_r}{\partial r} \right) - \frac{u_r}{r^2} - \frac{\partial^2 u_r}{\partial z^2} \right]$$

$$\rho \left(u_r \frac{\partial u_z}{\partial r} + u_z \frac{\partial u_z}{\partial z} \right) = -\frac{\partial P}{\partial z} + \rho g_z + \mu \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_z}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 u_z}{\partial z^2} \right]$$

De la misma forma, la ecuación de continuidad en coordenadas cilíndricas:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial (ru_r)}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial u_\theta}{\partial \theta} + \frac{\partial u_z}{\partial z} = 0$$

Es simplificada, para obtener:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial (ru_r)}{\partial r} + \frac{\partial u_z}{\partial z} = 0$$

Para un flujo anular perfecto, las velocidad radial para cada r, z deberán ser despreciables con respecto a la velocidad axial, por lo que podemos asumir un flujo paralelo, es decir:

$$u_r = 0$$

Esta asunción es apropiada para tuberías en las que $L \gg R$.

Gracias a esto, nuestras ecuaciones son reducidas a:

$$0 = -\frac{\partial P}{\partial r}$$

$$\rho \left(u_z \frac{\partial u_z}{\partial z} \right) = -\frac{\partial P}{\partial z} + \rho g_z + \mu \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_z}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 u_z}{\partial z^2} \right]$$

$$\frac{\partial u_z}{\partial z} = 0$$

De donde podemos observar que la velocidad axial es función únicamente de r , por lo que es un flujo desarrollado. Además, la presión varía únicamente en la dirección axial.

De esta forma, podemos simplificar la segunda ecuación aún más, obteniendo:

$$0 = -\frac{\partial P}{\partial z} + \rho g_z + \mu \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_z}{\partial r} \right) \right]$$

Por simplicidad, se puede omitir el término referente a la presión hidrostática, es decir:

$$0 = -\frac{\partial P}{\partial z} + \mu \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_z}{\partial r} \right) \right]$$

Para distinguir entre las propiedades de cada fase, se establece lo siguiente:

$$u_z = u_1$$

Para $0 < r < \eta$

Y

$$u_z = u_2$$

Para $\eta < r < R$

Por lo que tenemos ahora dos ecuaciones de la forma:

$$0 = -\frac{\partial P}{\partial z} + \mu_1 \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_1}{\partial r} \right) \right]$$

$$0 = -\frac{\partial P}{\partial z} + \mu_2 \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_2}{\partial r} \right) \right]$$

La condición de no deslizamiento nos dice que:

Para $r = R$

$$u_2 = 0$$

Por otro lado, la condición de frontera en la interfase nos dice que:

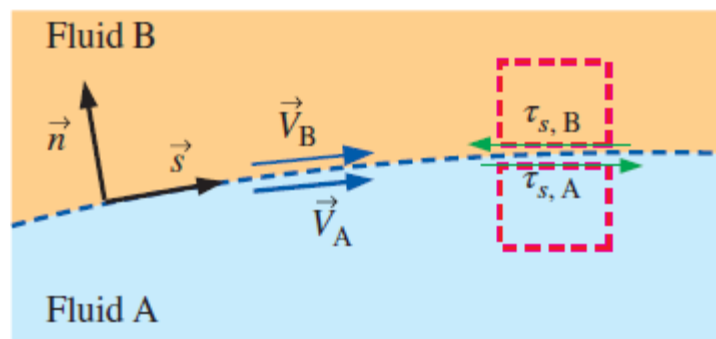


Figura 4.12 Esfuerzo en la interfase de dos líquidos (Yunus A. Cengel J. M., 2018).

Para $r = \eta$

$$u_1 = u_2$$

Y

$$\tau_{rz1} = \tau_{rz2} \rightarrow \mu_1 \left(\frac{\partial u_1}{\partial r} \right) = \mu_2 \left(\frac{\partial u_2}{\partial r} \right)$$

Finalmente, si asumimos un perfil parabólico de velocidades, podemos agregar una condición extra, la cual se obtiene del centro de la tubería en la que la velocidad tiene un valor máximo, y la derivada con respecto a r es igual a cero, es decir:

Para $r = 0$

$$\left(\frac{\partial u_1}{\partial r} \right) = 0$$

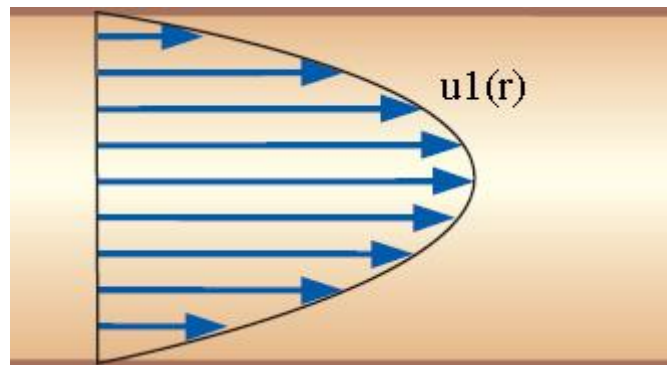


Figura 4.13 Perfil parabólico de velocidades (Yunus A. Cengel J. M., 2018).

Si integramos ahora la ecuación que describe al fluido uno con respecto a r :

$$0 = -\frac{\partial P}{\partial z} + \mu_1 \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_1}{\partial r} \right) \right]$$

Obtenemos:

$$\int r \frac{\partial P}{\partial z} dr = \mu_1 \int \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_1}{\partial r} \right) dr$$

$$\frac{r^2}{2} \frac{\partial P}{\partial z} = \mu_1 r \frac{\partial u_1}{\partial r} + C_1$$

Recordando que para $r = 0$

$$\left(\frac{\partial u_1}{\partial r} \right) = 0$$

Por lo tanto $C_1 = 0$

Simplificando, obtenemos:

$$\frac{r}{2} \frac{\partial P}{\partial z} = \mu_1 \frac{\partial u_1}{\partial r}$$

Volviendo a integrar con respecto a r :

$$\int \frac{r}{2} \frac{\partial P}{\partial z} dr = \mu_1 \int \frac{\partial u_1}{\partial r} dr$$

$$\frac{r^2}{4} \frac{\partial P}{\partial z} = \mu_1 u_1 + C_2$$

Resolviendo para u_1

$$u_1 = \frac{r^2}{4\mu_1} \frac{\partial P}{\partial z} - \frac{C_2}{\mu_1}$$

Retomando la ecuación que describe al fluido 2:

$$0 = -\frac{\partial P}{\partial z} + \mu_2 \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_2}{\partial r} \right) \right]$$

Si integramos con respecto a r :

$$\int r \frac{\partial P}{\partial z} dr = \mu_2 \int \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_2}{\partial r} \right) dr$$

$$\frac{r^2}{2} \frac{\partial P}{\partial z} = \mu_2 r \frac{\partial u_2}{\partial r} + C_3$$

$$\frac{r}{2} \frac{\partial P}{\partial z} = \mu_2 \frac{\partial u_2}{\partial r} + \frac{C_3}{r}$$

Recordando que en la interfase:

$$\tau_{rz1} = \tau_{rz2} \rightarrow \mu_1 \left(\frac{\partial u_1}{\partial r} \right) = \mu_2 \left(\frac{\partial u_2}{\partial r} \right)$$

Y que:

$$\frac{r}{2} \frac{\partial P}{\partial z} = \mu_1 \frac{\partial u_1}{\partial r}$$

Sustituyendo, obtenemos:

$$\frac{r}{2} \frac{\partial P}{\partial z} = \frac{r}{2} \frac{\partial P}{\partial z} + \frac{C_3}{r}$$

Por lo que $C_3 = 0$

Obteniendo:

$$\frac{r}{2} \frac{\partial P}{\partial z} = \mu_2 \frac{\partial u_2}{\partial r}$$

Volviendo a integrar con respecto a r:

$$\int \frac{r}{2} \frac{\partial P}{\partial z} dr = \mu_2 \int \frac{\partial u_2}{\partial r} dr$$

$$\frac{r^2}{4} \frac{\partial P}{\partial z} = \mu_2 u_2 + C_4$$

Recordando que para $r = R$

$$u_2 = 0$$

$$\frac{R^2}{4} \frac{\partial P}{\partial z} = C_4$$

Y obtenemos finalmente:

$$\frac{r^2}{4} \frac{\partial P}{\partial z} = \mu_2 u_2 + \frac{R^2}{4} \frac{\partial P}{\partial z}$$

Y reordenando:

$$u_2 = \frac{1}{4\mu_2} \frac{\partial P}{\partial z} (r^2 - R^2)$$

Recordando que, en la interfase, la velocidad de ambos fluidos es igual, es decir que para:

$$r = \eta$$

$$u_1 = u_2$$

Podemos entonces hacer:

$$\frac{\eta^2}{4\mu_1} \frac{\partial P}{\partial z} - \frac{C_2}{\mu_1} = \frac{1}{4\mu_2} \frac{\partial P}{\partial z} (\eta^2 - R^2)$$

Resolviendo para C_2

$$C_2 = \frac{\eta^2}{4} \frac{\partial P}{\partial z} - \frac{\mu_1}{4\mu_2} \frac{\partial P}{\partial z} (\eta^2 - R^2)$$

$$C_2 = \frac{\eta^2}{4} \frac{\partial P}{\partial z} - \frac{\mu_1}{4\mu_2} \frac{\partial P}{\partial z} \eta^2 + \frac{\mu_1}{4\mu_2} \frac{\partial P}{\partial z} R^2$$

$$C_2 = \frac{1}{4} \left(\eta^2 - \frac{\mu_1}{\mu_2} (\eta^2 - R^2) \right) \frac{\partial P}{\partial z}$$

Sustituyendo en

$$u_1 = \frac{r^2}{4\mu_1} \frac{\partial P}{\partial z} - \frac{C_2}{\mu_1}$$

$$u_1 = \frac{r^2}{4\mu_1} \frac{\partial P}{\partial z} - \frac{1}{4\mu_1} \left(\eta^2 - \frac{\mu_1}{\mu_2} (\eta^2 - R^2) \right) \frac{\partial P}{\partial z}$$

$$u_1 = \frac{1}{4\mu_1} \left(r^2 - \eta^2 + \frac{\mu_1}{\mu_2} (\eta^2 - R^2) \right) \frac{\partial P}{\partial z}$$

Con lo que obtenemos el perfil de velocidades para ambos fluidos:

$$u_1 = \frac{1}{4\mu_1} \left(r^2 - \eta^2 + \frac{\mu_1}{\mu_2} (\eta^2 - R^2) \right) \frac{\partial P}{\partial z}$$

$$u_2 = \frac{1}{4\mu_2} \frac{\partial P}{\partial z} (r^2 - R^2)$$

4.4 Modelo para un flujo con un núcleo no newtoniano

En la sección anterior, el modelo desarrollado sólo es válido cuando ambas fases son constituidas por fluidos newtonianos, sin embargo, los fluidos

encontrados en la ingeniería petrolera comúnmente no se comportan de esta forma, por lo que puede ser necesario estudiar el comportamiento de un fluido cuyo comportamiento reológico esté descrito mediante una ley de potencia.

Considérese un volumen de fluido 1 (no newtoniano) fluyendo de forma ascendente por la tubería como en la Figura 4.14.

Haciendo un balance de fuerzas para el volumen de fluido tenemos:

$$A_t P_1 = A_t P_2 + \tau L p$$

En donde A_t es el área transversal de la tubería y p es el perímetro de esta.

Al igual que en el análisis anterior, al no acelerarse el fluido (flujo desarrollado) no existen fuerzas inerciales, y los efectos gravitacionales son despreciados.

Por lo tanto

$$A_t P_1 - A_t P_2 = \tau L p$$

$$A_t (P_1 - P_2) = \tau L p$$

Para una sección transversal circular:

$$(\pi r^2)(P_1 - P_2) = \tau L (2\pi r)$$

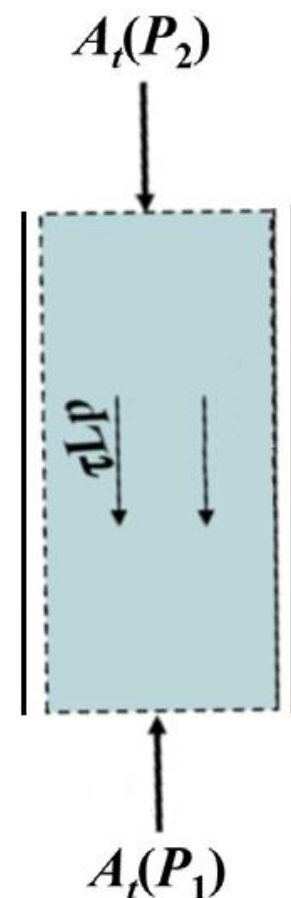


Figura 4.14 Volumen de fluido no newtoniano en movimiento (Hernández, 2016).

$$\frac{(r)(P_1 - P_2)}{2L} = \tau$$

Retomando la ley de potencia para una fluido no newtoniano:

$$\tau_{rz} = K \left(\frac{\partial u}{\partial r} \right)^n$$

Sustituyendo en la ecuación anterior obtenemos:

$$\frac{(r)(P_1 - P_2)}{2L} = K \left(\frac{\partial u}{\partial r} \right)^n$$

Para un volumen diferencial de fluido:

$$\frac{r}{2} \frac{\partial P}{\partial z} = K \left(\frac{\partial u}{\partial r} \right)^n$$

$$\left(\frac{r}{2K} \frac{\partial P}{\partial z} \right)^{\frac{1}{n}} = \frac{\partial u}{\partial r}$$

Si integramos con respecto a r:

$$u = \int \left(\frac{r}{2K} \frac{\partial P}{\partial z} \right)^{\frac{1}{n}} dr$$

$$u = \left(\frac{\frac{\partial P}{\partial z}}{(2K)} \right)^{\frac{1}{n}} \frac{1}{\left(\frac{1}{n} + 1 \right)} (r)^{\frac{1}{n} + 1} + C$$

$$u = \left(\frac{\frac{\partial P}{\partial z}}{(2K)} \right)^{\frac{1}{n}} \left(\frac{n}{n + 1} \right) (r)^{\frac{n}{n+1}} + C$$

Si sustituimos esta ecuación con la solución para el fluido 2 del primer análisis obtenemos:

$$u_1 = \left(\frac{\frac{\partial P}{\partial z}}{(2K_2)} \right)^{\frac{1}{n}} \left(\frac{n}{n+1} \right) (r)^{\frac{n}{n+1}} + C$$

$$u_2 = \frac{1}{4\mu_2} \frac{\partial P}{\partial z} (r^2 - R^2)$$

Para encontrar la constante faltante, igualamos ambas velocidades, las cuales para la interfase ($r = \eta$) deben ser iguales.

$$\frac{1}{4\mu_2} \frac{\partial P}{\partial z} (\eta^2 - R^2) = \left(\frac{\frac{\partial P}{\partial z}}{(2K_1)} \right)^{\frac{1}{n}} \left(\frac{n}{n+1} \right) (\eta)^{\frac{n}{n+1}} + C$$

$$\frac{1}{4\mu_2} \frac{\partial P}{\partial z} (\eta^2 - R^2) - \left(\frac{\frac{\partial P}{\partial z}}{(2K_2)} \right)^{\frac{1}{n}} \left(\frac{n}{n+1} \right) (\eta)^{\frac{n}{n+1}} = C$$

Sustituyendo a C en la ecuación original, se obtiene:

$$u_1 = \left(\frac{\frac{\partial P}{\partial z}}{(2K_2)} \right)^{\frac{1}{n}} \left(\frac{n}{n+1} \right) (r)^{\frac{n}{n+1}} + \frac{1}{4\mu_2} \frac{\partial P}{\partial z} (\eta^2 - R^2) - \left(\frac{\frac{\partial P}{\partial z}}{(2K_2)} \right)^{\frac{1}{n}} \left(\frac{n}{n+1} \right) (\eta)^{\frac{n}{n+1}}$$

$$u_1 = \left(\frac{\frac{\partial P}{\partial z}}{(2K_2)} \right)^{\frac{1}{n}} \left(\frac{n}{n+1} \right) \left(r^{\frac{n}{n+1}} - \eta^{\frac{n}{n+1}} \right)^{\frac{n}{n+1}} + \frac{1}{4\mu_2} \frac{\partial P}{\partial z} (\eta^2 - R^2)$$

Con lo que obtenemos el perfil de velocidades para ambos fluidos:

$$u_1 = \left(\frac{\frac{\partial P}{\partial z}}{(2K_2)} \right)^{\frac{1}{n}} \left(\frac{n}{n+1} \right) \left(r^{\frac{n}{n+1}} - \eta^{\frac{n}{n+1}} \right)^{\frac{n}{n+1}} + \frac{1}{4\mu_2} \frac{\partial P}{\partial z} (\eta^2 - R^2)$$

$$u_2 = \frac{1}{4\mu_2} \frac{\partial P}{\partial z} (r^2 - R^2)$$

CAPÍTULO 5. SIMULACIONES NUMÉRICAS

A continuación, se muestra el proceso de configuración de las simulaciones numéricas realizadas para el análisis de la compatibilidad de mejoradores de flujo en instalaciones de bombeo neumático. Se utiliza el software ANSYS 2019 R2 y el módulo FLUENT, el cual es un solucionador enfocado a dinámica de fluidos computacional.

5.1 Geometría y condiciones de frontera

(Martínez, 2019) nos muestra el caso de un pozo de aceite extrapesado localizado en Ayatsil (Golfo de México), para el cual se tiene especial interés en la aplicación de lubricantes o mejoradores de flujo que incrementen la producción. Para dicho pozo, se tienen las siguientes condiciones a una profundidad de un kilómetro (Figura 5.1).

Se toma el escenario anterior para analizar los efectos de la inyección de un mejorador de flujo bajo la condiciones que se muestran.

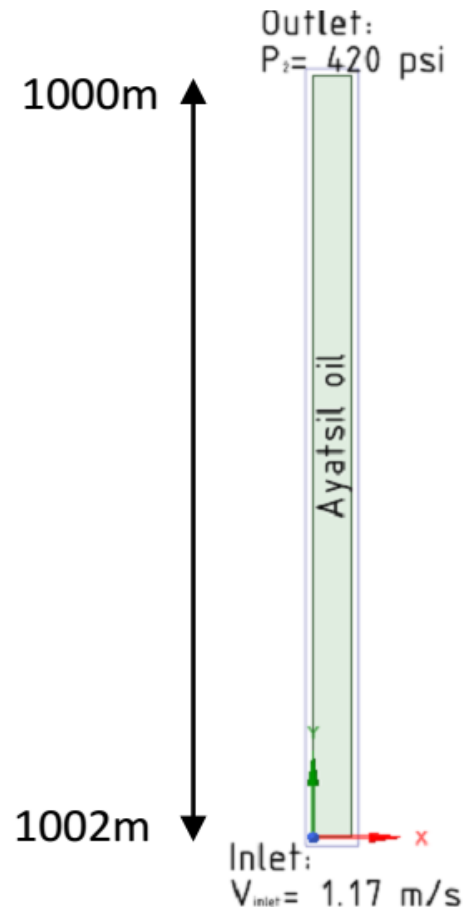


Figura 5.1 Imagen recuperada de (Martínez, 2019).

En la investigación mencionada previamente, se utiliza un biolector de viscosidad (BRV ® por Geo Estratos S.A de C.V) como mejorador de flujo y una muestra superficial de crudo cuyas propiedades se muestran en la Tabla 5.1.

Viscosidad crudo (fluido de alta viscosidad)	$\mu_o = 9712.5 [cp]$
Viscosidad BRV (fluido de baja viscosidad)	$\mu_{BRV} = 1.9 [cp]$
Densidad crudo	$\rho_o = 984 \left[\frac{kg}{m^3}\right]$
Densidad BRV	$\rho_{BRV} = 851.5 \left[\frac{kg}{m^3}\right]$
Presión en la salida	$P_{out} = 420 [psi]$

Tabla 5.1 Datos utilizados en la simulación.

Los fluidos anteriores son modelados en la simulación como glicerina, para el caso del crudo, y agua, para el caso del BRV, modificando sus densidades y viscosidades para obtener valores idénticos a los reales.

Además de esto, un problema multifásico requiere de la especificación de un valor para la tensión interfacial entre estos fluidos, por lo que en un futuro se analiza el efecto que tiene esta propiedad sobre el flujo anular.

Para la solución del flujo, además de la presión a la salida, existen dos condiciones de frontera adicionales necesarias. Estas condiciones son los flujos másicos de ambos fluidos. De acuerdo con problema inicial, en la entrada de la tubería se cuenta con una velocidad de 1.17 [m/s], sin embargo, esta es una propiedad fácil de manipular en la realidad modificando las restricciones del flujo, por lo que ambos flujos másicos serán variados cercanos al valor original para analizar su efecto en la formación del flujo anular.

En cuanto a la geometría del problema, se cuenta con una sección de tubería de 0.095 [m] de diámetro interno y 2 [m] de largo. Debido a que existen condiciones de simetría, el software permite resolver únicamente una cuarta parte del dominio y posteriormente reflejar los resultados para una tubería completa, esto permite reducir los costos computacionales y el tiempo de simulación (Figura 5.2).

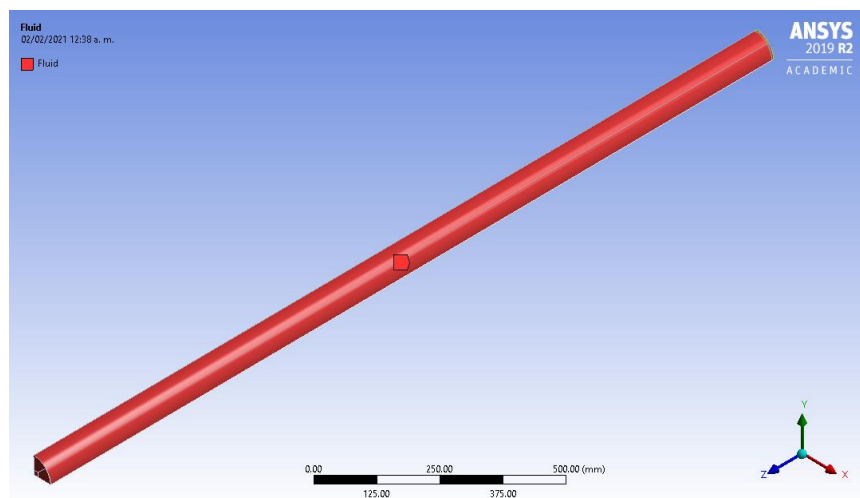


Figura 5.2 Tubería de simulación.

Para la inyección del BRV, se utiliza un mecanismo simple ubicado en la sección inicial de la tubería. Este mecanismo simula la inyección por medio de las válvulas de gas lift en condiciones reales. La geometría más común de un mandril con una válvula de orificio (“OGLV” por sus siglas en inglés) se muestra en la Figura 5.3.

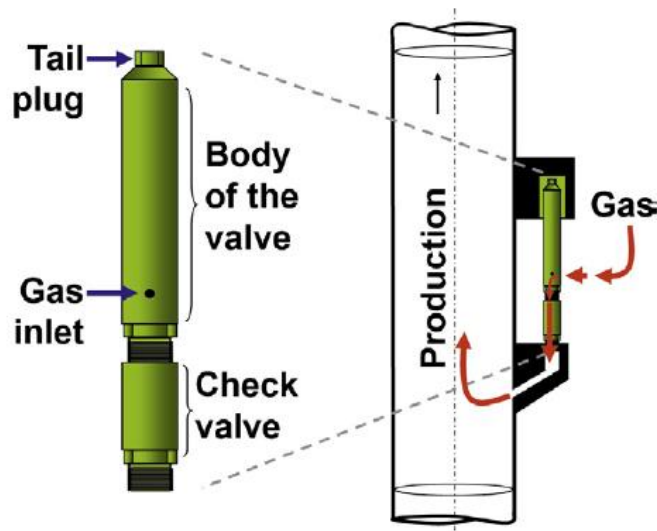


Figura 5.3 Arreglo de válvula de BN y mandril (Hernández, 2016).

A partir de la configuración anterior, se puede observar que el gas es originalmente inyectado en un punto únicamente, por lo que se imposibilita la formación del flujo anular al inyectar el BRV. Se debe diseñar un elemento que sea capaz de inyectar y distribuir el mejorador alrededor de la tubería de producción para obtener el flujo anular. El diseño detallado de este elemento supera el alcance de este trabajo, por lo que se opta por el uso de algunos elementos sencillos y simplificados como los de la Figura 5.4.

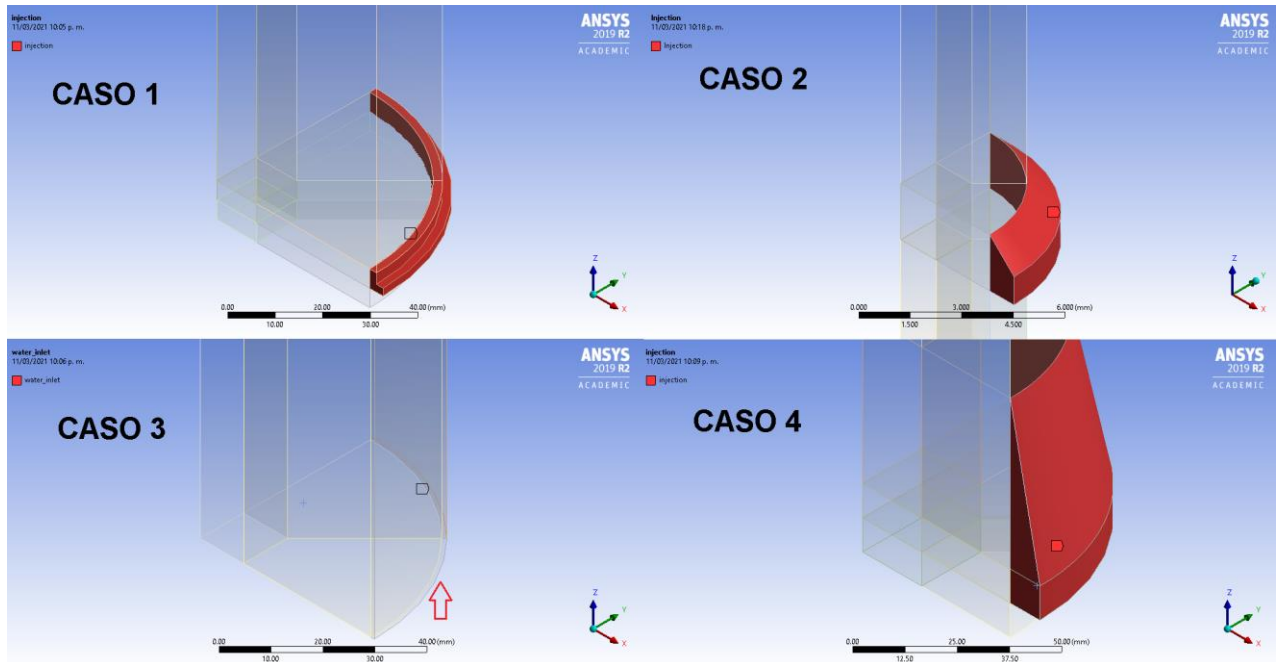


Figura 5.4 Diferentes mecanismos usados para la inyección.

Se analiza el comportamiento de distintos mecanismos para determinar la influencia que tienen sobre la formación del flujo anular. Así mismo, se busca obtener una propuesta justificada de la mejor geometría para la inyección del BRV.

5.2 Discretización espacial (malla)

De acuerdo a diversos autores como (Azzopardi, 2010), (Jesús Díaz-Montes, 2020) y (Haipeng Li, 2016), el mallado tipo “ Butterfly ” (Figura 5.5) es el que presenta mayor confiabilidad y estabilidad para un flujo multifásico anular.

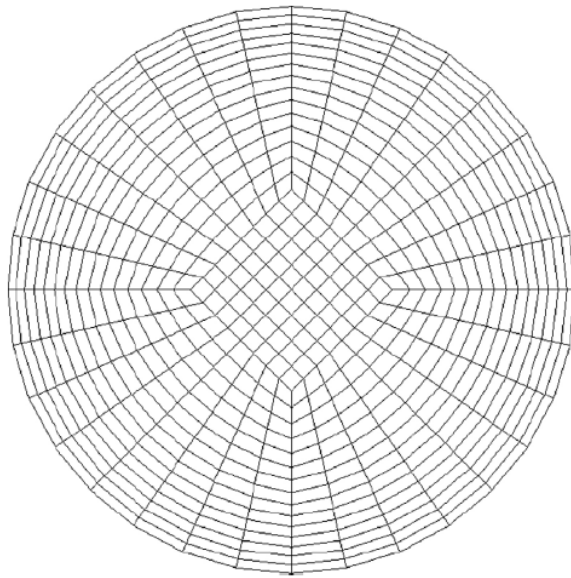


Figura 5.5 Mallado tipo “Butterfly”
(Haipeng Li, 2016).

En la Figura 5.6 se muestra el mallado obtenido para la tubería completa usada en esta investigación.

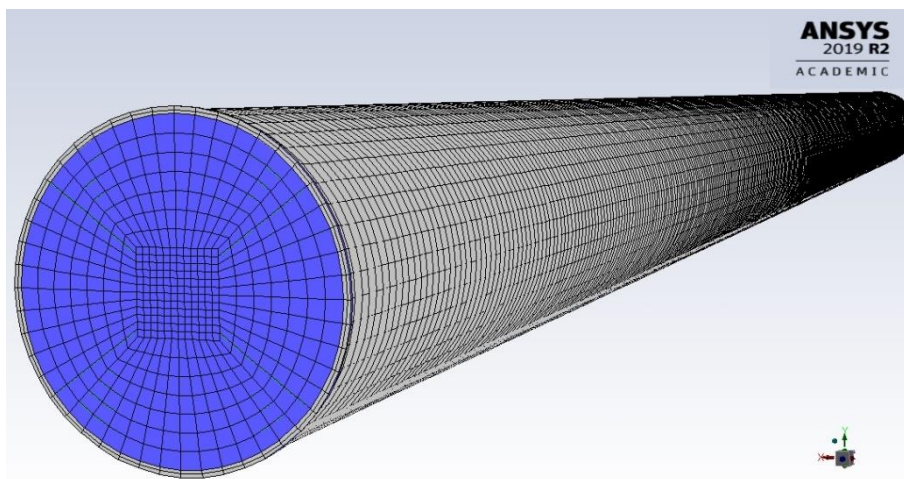


Figura 5.6 Mallado tipo “Butterfly” aplicado a la tubería

Para determinar la finura de la malla (densidad de malla), debe realizarse un análisis de independencia de malla, el cual busca determinar el tamaño máximo promedio de los elementos de una malla para el cual, los valores de las propiedades del flujo no varían más allá de un porcentaje determinado.

Para el análisis de independencia de malla, se realizan ocho simulaciones para distintos tamaños de elemento. Se obtienen valores solución para la presión a la entrada de la tubería y la velocidad a la salida, ambos obtenidos como valores promedio ponderados por área. Además, se monitorea el valor del balance de masa, el cuál debe ser cercano a cero, para confirmar la convergencia de las soluciones.

Cada una de estas simulaciones fue realizada en estado estacionario para una tubería de 0.2 [m] de largo y 0.095 [m] de diámetro interno utilizando los mismos parámetros mencionados en la sección “Configuración de la simulación”. Se obtienen los siguientes resultados (Tabla 5.2).

Tamaño de elemento	Número de elementos	Presión en la entrada	Velocidad en la salida	Balance de masa
[mm]		[Pa]	[m/s]	[kg /s]
8	825	2905837	1.1679838	4.15E-07
7	957	2905902.1	1.1682069	3.60E-07
6	1551	2906123.4	1.1686573	7.29E-08
5	2160	2906347.9	1.1689503	-7.20E-08
4	5750	2906654.8	1.1693943	-1.60E-07
3	13266	2906956.1	1.1696596	-2.06E-07
2	43560	2907324	1.1698092	-2.07E-07
1	358001	2908123.2	1.1699423	-5.71E-08

Tabla 5.2 Resultados obtenidos para distintas mallas

Si se establecen los valores solución obtenidos para un tamaño de elemento igual a 1 [mm] como valores de referencia, es decir, la malla más fina, se puede observar que la presión en la entrada es la propiedad con mayor variación, sin embargo, en ningún caso se presenta una variación mayor al 1%.

Igualmente, se puede observar cómo es que, al refinar el tamaño de elemento, el número de elementos de la malla incrementa varios órdenes de magnitud, lo cual también representa un aumento sustancial en los recursos computacionales y en el tiempo requerido para realizar cada simulación.

De forma general, se recomienda el uso de un tamaño de elemento igual o menor a 5 [mm], dependiendo del detalle con el que se quiera seguir la geometría de la interfaz.

Existen algunos valores, conocidos como “métricas”, que sirven para evaluar la calidad de una malla, los cuales garantizan estabilidad y confiabilidad para la solución. Las métricas principales para evaluar lo anterior son la ortogonalidad y la oblicuidad de cada elemento. La Figura 5.7 nos muestra una guía para la evaluación de estos valores.

Para la malla utilizada en las simulaciones se obtienen los siguiente valores mostrados en la Figura 5.8.

Skewness mesh metrics spectrum:



Orthogonal Quality mesh metrics spectrum:



Figura 5.7 Espectro de valores para oblicuidad y calidad ortogonal (Smith, 2017).

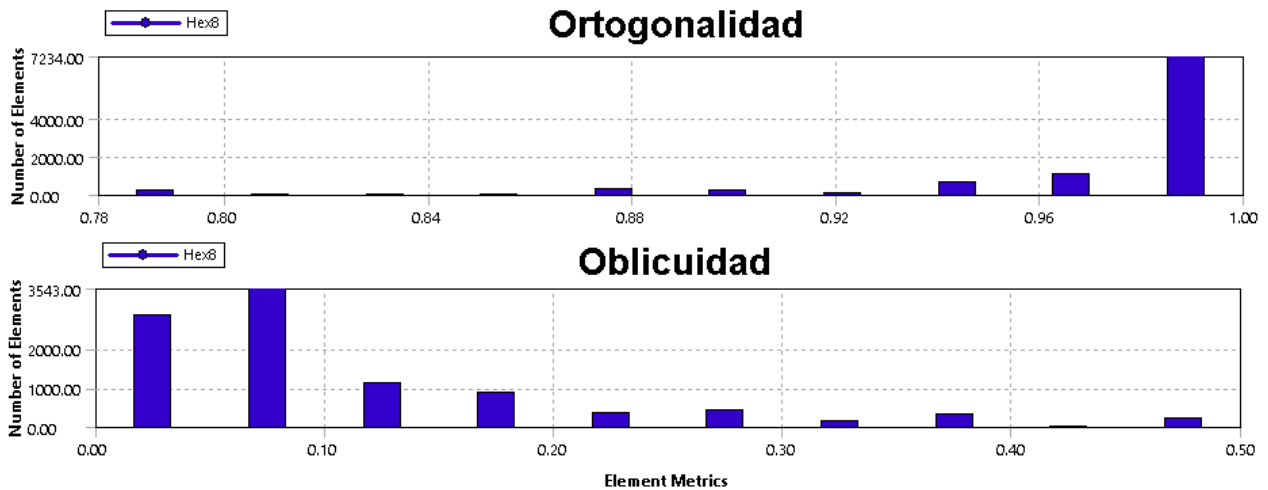


Figura 5.8 Valores de ortogonalidad y oblicuidad obtenidos (ANSYS Meshing).

Como se puede observar, ambos valores mínimos de calidad ortogonal y máximos de oblicuidad se consideran buenos, siendo el resto de los elementos muy buenos y excelentes en ambas categorías.

5.3 Configuración de la simulación

A continuación, se mencionan algunos de los parámetros más importantes para la configuración de la simulación, así como las recomendaciones proporcionadas por el fabricante del software para las condiciones específicas de este experimento.

- Si bien se espera llegar a un estado estacionario o periódico, desde el inicio de la inyección, las propiedades del flujo varían con el tiempo, por lo que se cuenta con un problema de estado transitorio.
- El fabricante recomienda utilizar el modelo “Volumen de Fluido” (“VOF” por sus siglas en inglés) para el caso de flujos multifásicos de fluidos inmiscibles cuya geometría o posición de la interfaz sea de interés. Adicionalmente, este mismo modelo es recomendado para simular flujos que dependan del tiempo.

La ecuación que resuelve el modelo “VOF” para el seguimiento de la interfaz, es una ecuación de continuidad para una fracción de volumen de una o más fases, es decir:

$$\frac{1}{\rho_q} \left[\frac{\partial}{\partial t} (\alpha_q \rho_q) + \nabla \cdot (\alpha_q \rho_q \vec{v}_q) \right] = \frac{1}{\rho_q} \left[S_{\alpha_q} + \sum_{p=1}^n (\dot{m}_{pq} - \dot{m}_{qp}) \right]$$

En donde α_q representa la fracción de volumen de la fase q-ésima en el elemento. Este valor puede tomar valores de 0 a 1 para cada fase.

Por supuesto debe cumplirse en todo caso que:

$$\sum_{p=1}^n \alpha_q = 1$$

Además, $\dot{m}_{pq} - \dot{m}_{qp}$ representa la diferencia de transferencia de masa entre fases. El término S_{α_q} , el cuál es una fuente de generación de masa tiene naturalmente un valor igual a cero.

- Para una solución dependiente del tiempo, es recomendable resolver la ecuación de fracción de volumen mediante una discretización temporal explícita, es decir:

$$\frac{\alpha_q^{n+1} \rho_q^{n+1}}{\Delta t} V + \sum_f (\rho_q U_f^n \alpha_{qf}^n) = \left[\sum_{p=1}^n (\dot{m}_{pq} - \dot{m}_{qp}) \right] \cdot V$$

En donde n indica el paso de tiempo anterior. V indica el volumen del elemento, α_{qf}^n el valor de la fracción volumétrica en la cara del elemento, y U_f el flujo volumétrico a través de la cara.

- El fabricante recomienda el uso de un método llamado “Level Set”, el cual es especialmente útil para el rastreo de la geometría de la interfaz y una mejora en la convergencia de la solución. Se utiliza un esquema de segundo orden para la discretización espacial de este parámetro.
- Para un flujo incompresible y con velocidades bajas, el fabricante recomienda el uso del solucionador basado en presión (“Pressure Based Solver”). Este solucionador parte de la discretización de la ecuación de continuidad y de conservación de momentum, ambas en su forma integral.

- Debido a que la tensión interfacial juega un papel importante en el flujo, el fabricante recomienda disponer de la formulación de fuerzas de cuerpo implícita (“Implicit Body Force”).
- Se le recomienda al usuario, establecer la “densidad de operación”, con el valor de la densidad del fluido menos denso.
- Al ser un flujo vertical, es necesario incluir el valor de la fuerza de atracción gravitacional.
- Finalmente, el fabricante recomienda el uso del esquema PISO (“Pressure-Implicit with Splitting Operators”) para mejorar la eficiencia de la solución de la ecuación de continuidad.

En la Figura 5.9 se muestra la configuración del solucionador de acuerdo con lo mencionado anteriormente.

La configuración anterior asegura la obtención de una solución con una precisión muy alta, sin embargo, los recursos computacionales necesarios aumentan notoriamente. De no ser necesaria tal exactitud, el usuario puede optar por usar la configuración predeterminada de los métodos de solución y obtener una solución aceptable.

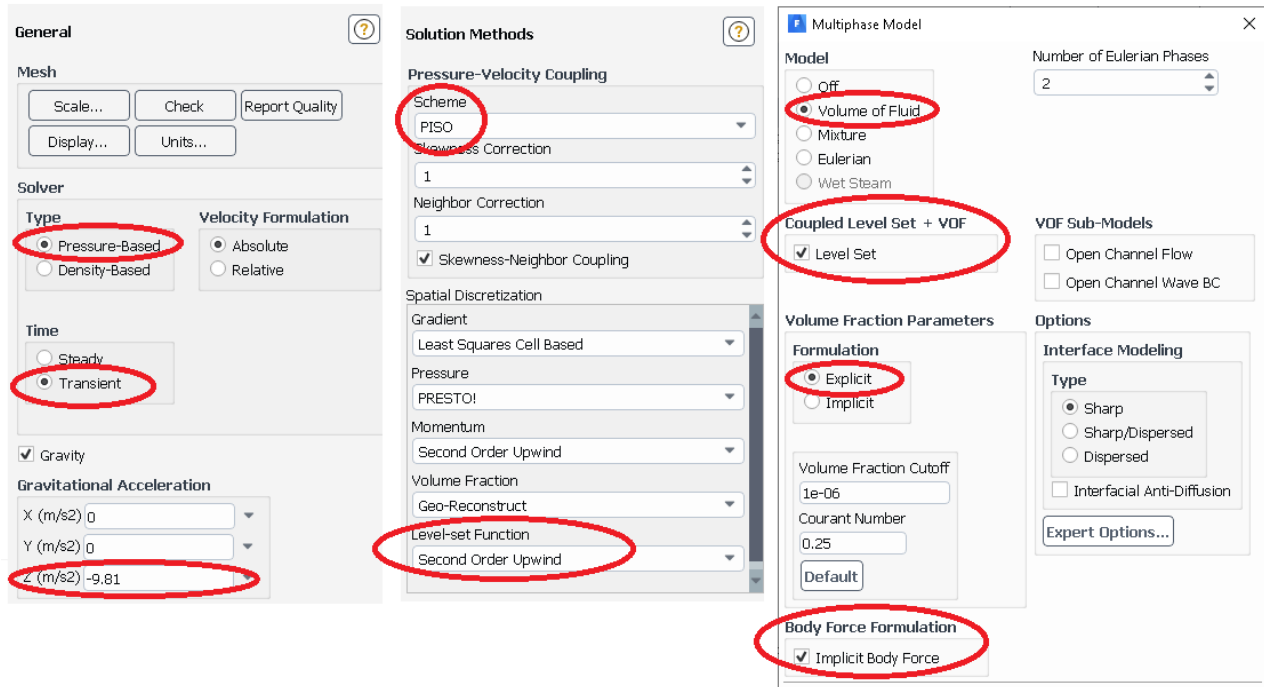


Figura 5.9 Parámetros importantes de la solución (ANSYS FLUENT).

5.4 Inicialización de la simulación y discretización temporal

Al iniciar la simulación, la tubería se encuentra ocupada en su totalidad por el aceite (rojo), así mismo, el mecanismo de inyección se encuentra cargado con el BRV (azul) listo para ser inyectado como se muestra en la Figura 5.10.

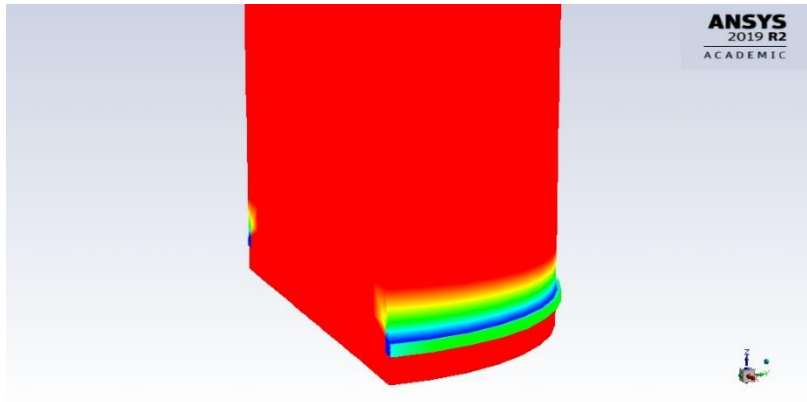


Figura 5.10 Estado inicial de la simulación.

Para iniciar la simulación se resuelve el estado inicial en todo el dominio, de donde se obtienen las propiedades del flujo al fluir únicamente crudo para su posterior comparación con las propiedades obtenidas al establecerse el flujo anular por completo.

Para la discretización temporal de la simulación, se recomienda el uso de un paso de tiempo entre 0.0001 y 0.001 [s]. Estos valores fueron establecidos después de realizar algunos ensayos, para los cuales, los criterios de convergencia se alcanzan en un máximo de 25 iteraciones para cada paso de tiempo, lo cual, de acuerdo con el fabricante, garantiza una solución estable y confiable.

5.5 Convergencia de la simulación

El monitoreo del balance de flujo másico es un buen indicativo para asegurar la convergencia de la solución a las ecuaciones de conservación de masa y momentum. Este valor deberá ser varios órdenes de magnitud cercano al cero en todo momento. La Figura 5.11 muestra el rastreo de este valor para tres simulaciones con diferentes valores de tensión interfacial y una velocidad representativa de 1.17 [m/s].

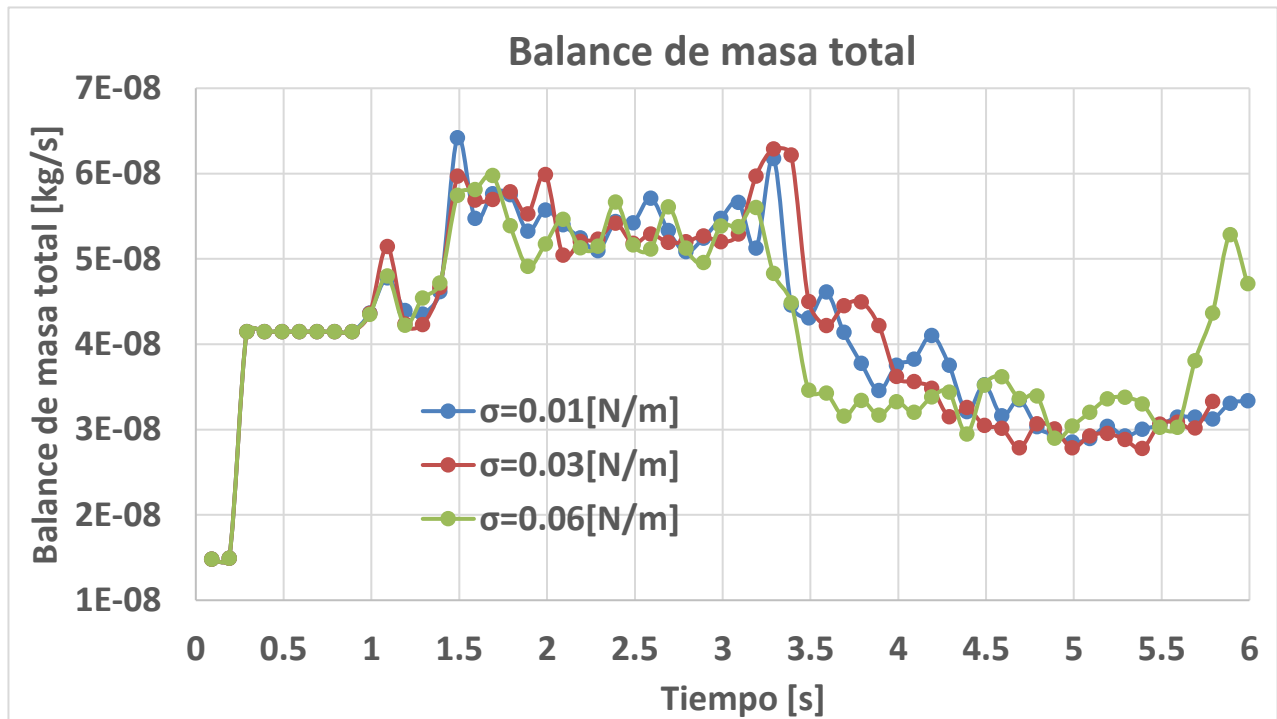


Figura 5.11 Flujo másico neto.

Por otro lado, el número de Courant es un número adimensional que indica la cantidad de información barrida por el flujo en un incremento de tiempo. Según las recomendaciones del fabricante, este número no deberá exceder un valor de 20 para las zonas más “sensibles” del flujo durante toda la simulación. Al monitorear el número de Courant máximo en todo el dominio bajo las mismas condiciones se obtiene lo siguiente. (Figura 5.12).

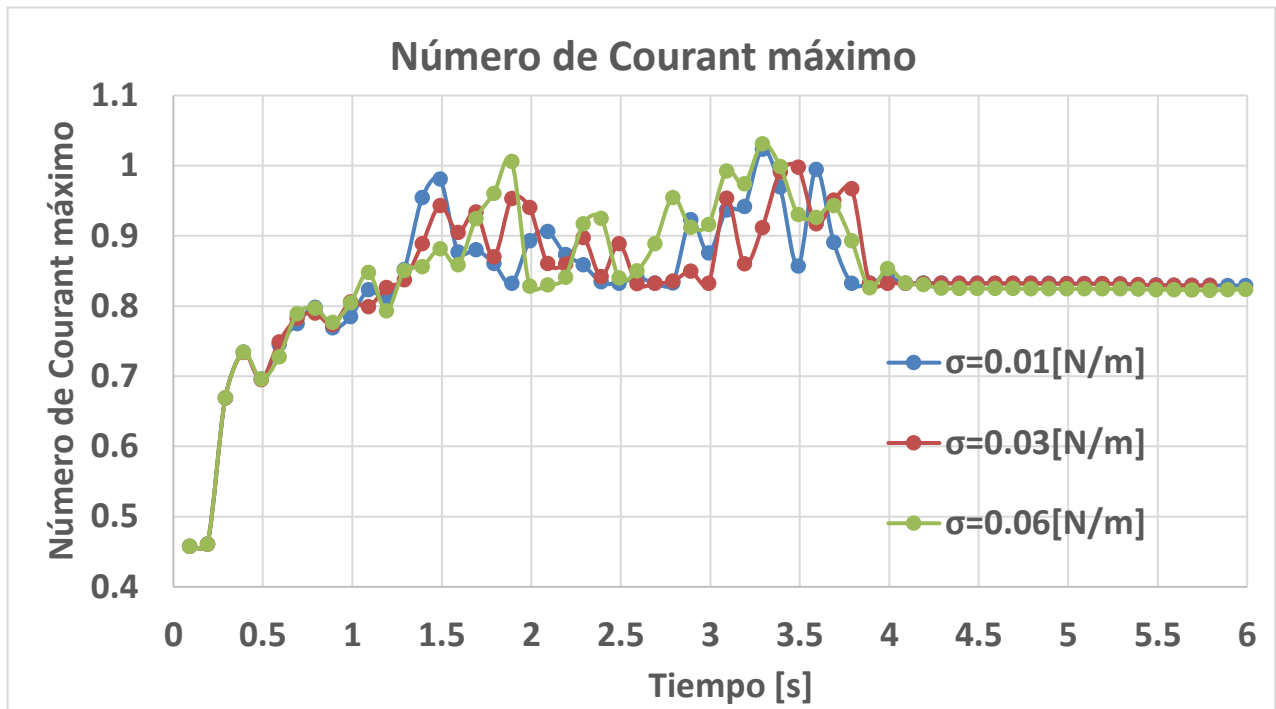


Figura 5.12 Número de Courant máximo en todo el dominio para cada simulación.

Con todo lo anterior podemos asegurar que, para toda simulación con condiciones similares de velocidad, tamaño de elemento y tamaño de paso de tiempo, se obtendrán resultados confiables bajo los mismo esquemas de solución (métodos) y modelo utilizado (multifásico “VOF”).

CAPÍTULO 6. RESULTADOS

6.1 Desarrollo del flujo anular

De forma general, después de varias pruebas (simulaciones) se tienen las siguientes observaciones:

- El flujo anular es capaz de formarse con todas las geometrías utilizadas para la inyección del bioreductor de viscosidad, sin embargo, la fracción mínima del BRV necesaria para la obtención de un flujo estable antes de desestabilizarse o contaminar las paredes es distinta.
- Una vez establecido el flujo anular, la caída de presión a lo largo de la tubería disminuye notablemente para todos los casos.
- El flujo anular es capaz de formarse para distintos rangos de velocidad, sin embargo, las ganancias en la reducción de la caída de presión se ven reducidas.
- La diferencia entre las velocidades de cada fase es una propiedad que puede desestabilizar fácilmente el flujo anular y contaminar la pared de la tubería, siendo el caso más ideal, cuando el BRV es inyectado a la misma velocidad del núcleo.
- La tensión interfacial es una propiedad que tiene efectos notables cuando existen perturbaciones en la zona interfacial. Mientras menor sea la tensión en la interfase, mayor será el riesgo de emulsificación, lo

cual puede contaminar las paredes de la tubería y eventualmente desestabilizar la capa de lubricación.

A continuación, se hace una descripción más detallada de los resultados observados en los experimentos realizados.

6.2 Colgamiento de fases

Se estudió el comportamiento de distintos mecanismos de inyección con el propósito de observar la influencia que tiene este factor en la formación y estabilidad del flujo anular. Se muestran cuatro de las distintas geometrías propuestas (Figura 6.1).

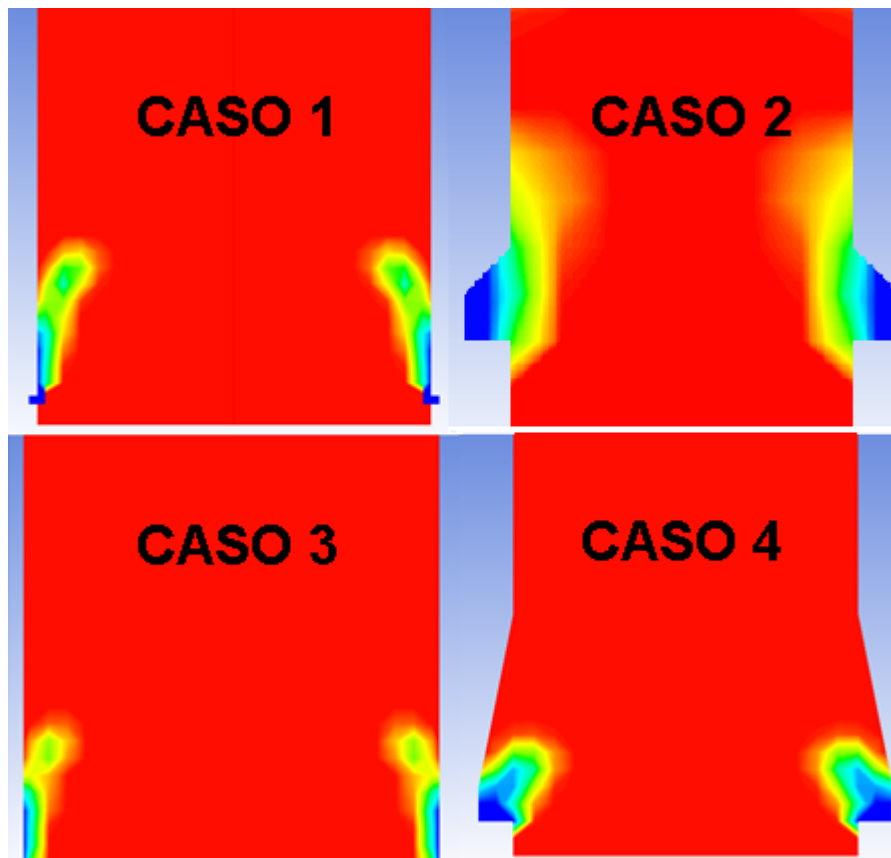


Figura 6.1 Diferentes métodos de inyección.

Por practicidad, cada geometría propuesta será referida conforme a la imagen anterior.

Para cada caso se obtiene lo siguiente:

- Para los casos 2 y 4, en los que el BRV es inyectado desde fuera de la tubería de producción y este posteriormente incide con el flujo de crudo, se observa que se necesita de fracciones o colgamientos superiores al 20 % de BRV para lograr establecer el flujo anular a lo largo de toda la tubería.
- Para el caso 1, en el que la inyección comienza desde dentro de la tubería de producción, los colgamientos de BRV mínimos para el establecimiento del flujo anular rondan el 10%.
- Finalmente, para el caso 3, en el que el BRV es inyectado de forma paralela al flujo de crudo, se logra un flujo anular estable con una fracción mínima alrededor del 5%.

Debido a que se obtienen las menores fracciones de BRV para el caso 3, se opta por profundizar más en las características de este escenario.

Las fracciones del biorreductor pueden variar de acuerdo con las velocidades representativas de ambos flujos, ya que, para velocidades bajas, la capa de lubricación se forma más despacio y tiene menos oscilaciones que puedan desestabilizarla, logrando disminuir la fracción de BRV necesaria.

La Figura 6.2 muestra el desarrollo del flujo anular para el caso 3 con una velocidad en la entrada de la tubería de $v_{in}= 1.2$ [m/s] y un colgamiento del 5% de BRV. Para estas condiciones, el flujo tarda aproximadamente 10 [s] en formarse.

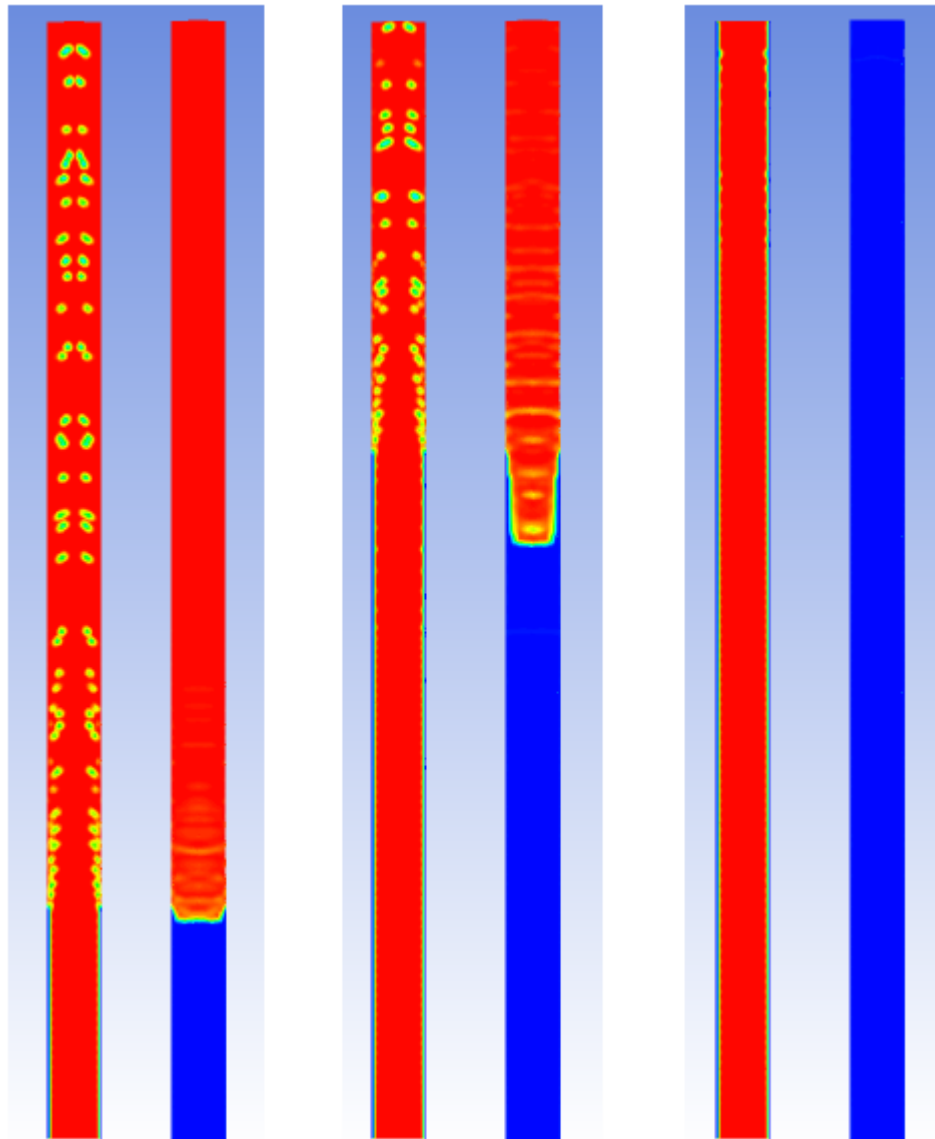


Figura 6.2 Desarrollo de flujo anular. Vista transversal y pared de la tubería.

La Figura 6.3 muestra el desarrollo del flujo anular para una fracción de BRV del 2% para una velocidad en la entrada de $v_{in}= 1.2$ [m/s].

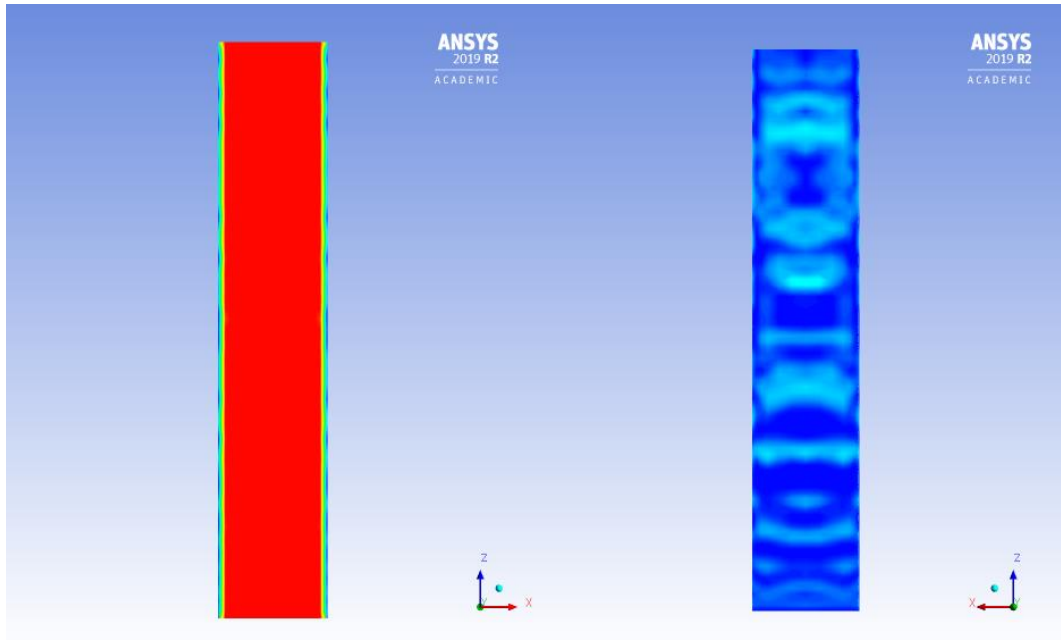


Figura 6.3 Desarrollo de flujo anular. Colgamiento BRV 2%.

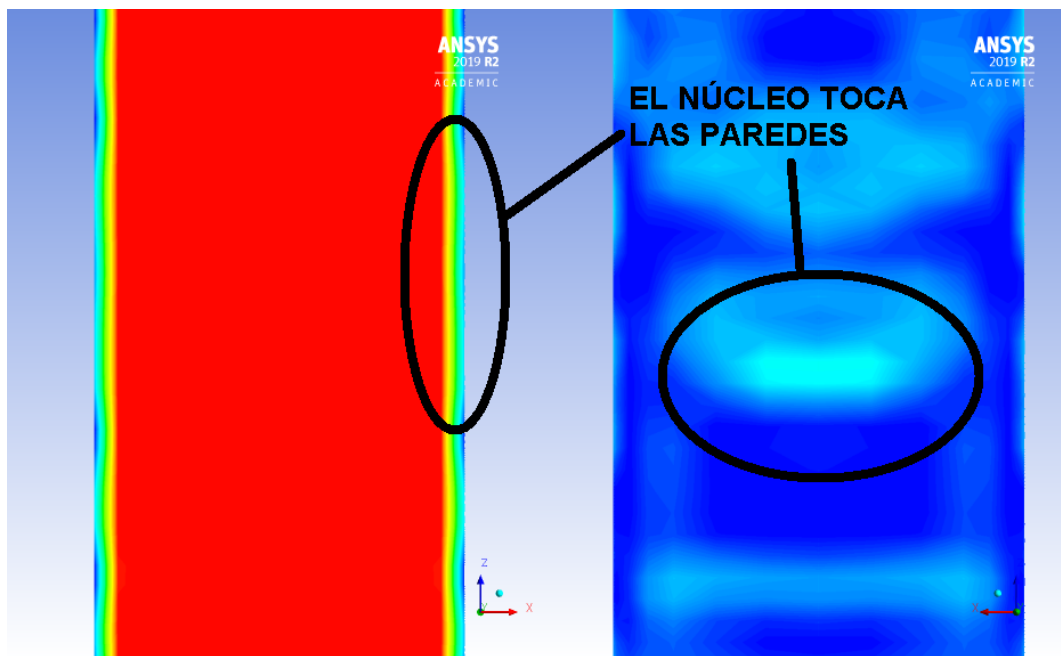


Figura 6.4 Acercamiento del flujo en las paredes de la tubería.

La Figura 6.4 hace un acercamiento sobre el área cercana a la pared de la tubería. Como se puede observar, el núcleo toca las paredes de la tubería, pudiendo causar la contaminación de estas. Esto resulta contraproducente para la implementación de esta técnica debido a que puede desestabilizar la capa de lubricación.

6.3 Caída de presión

Al monitorear la caída de presión a lo largo de toda la tubería durante el desarrollo del flujo anular para dos distintas velocidades a la entrada, se obtiene lo siguiente (Figura 6.5).

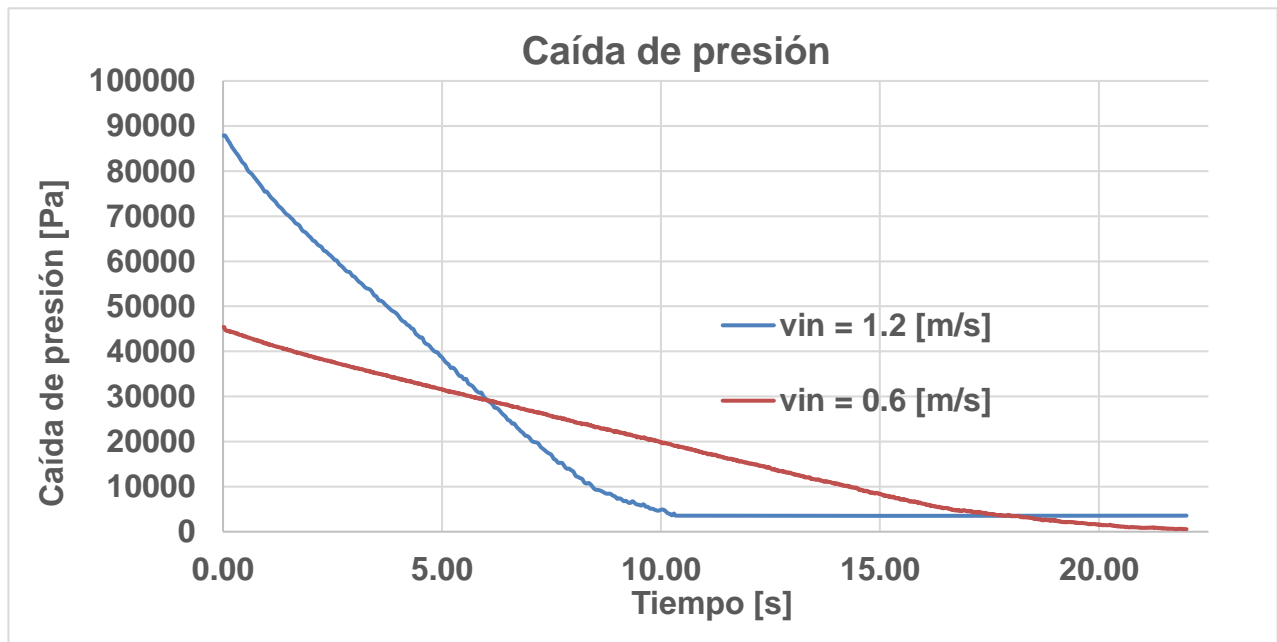


Figura 6.5 Caída de presión a lo largo de la tubería para $v_{in} = 0.6$ [m/s] y $v_{in} = 1.2$ [m/s].

En la Tabla 6.1 se encuentran los valores obtenidos para la caída de presión en ambos casos.

	Caída de presión inicial	Caída de presión final	Reducción de las pérdidas
	[Pa]	[Pa]	[%]
vin =1.2 [m/s]	87862.96	3556.91	95.9517494
vin =0.6 [m/s]	45383.14	548.48	98.7914388

Tabla 6.1 Valores de caída de presión y porcentaje de reducción.

Como se puede observar, esta técnica resulta tener un excelente comportamiento al reducir la caída de presión en más de un 90% para ambos casos.

Las caídas de presión por fricción son proporcionales al cuadrado de la velocidad del flujo. Para el caso de mayor velocidad, el tiempo necesario para alcanzar un estado estacionario es la mitad que, para el caso de menor velocidad, sin embargo, la caída de presión inicial es prácticamente el doble.

6.4 Perfil de velocidad

Para observar los perfiles de velocidad del flujo, se crea un plano transversal a la mitad de la tubería, donde son proyectadas las componentes axiales de la velocidad. La Figura 6.6 muestra los perfiles de velocidad antes y después de establecerse el flujo anular para dos velocidades en la entrada de la tubería distintas.

Para ambas velocidades en la entrada, antes de establecerse el flujo anular, el fluido fluye en un perfil parabólico, alcanzando una velocidad máxima en el centro de la tubería. Una vez que el flujo anular se establece, el núcleo

fluye prácticamente como un sólido, mientras que la capa de lubricación se deforma notablemente.

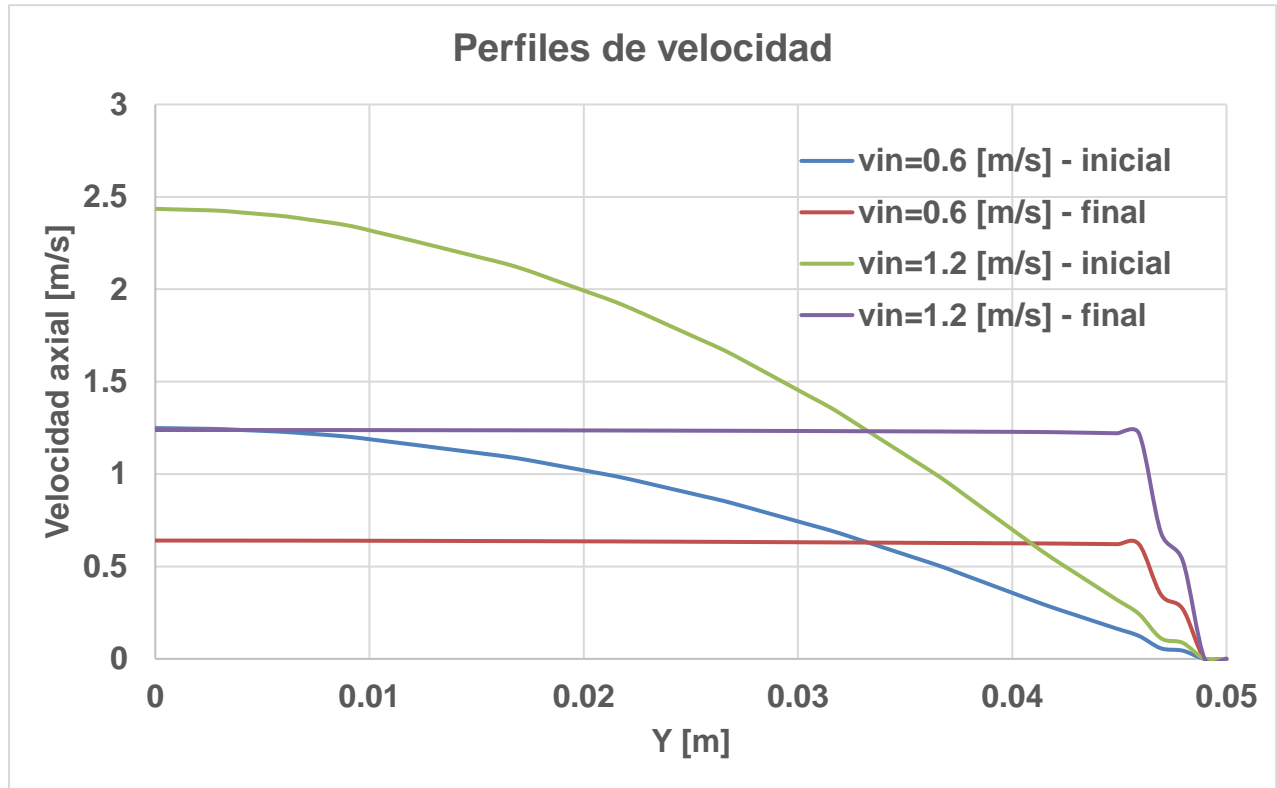


Figura 6.6 Perfiles de velocidad para $v_{in}= 0.6$ [m/s] y $v_{in}= 1.2$ [m/s].

6.5 Tensión interfacial

Al analizar el efecto que tiene la tensión interfacial para ambos líquidos, se obtienen los siguiente resultados para la caída de presión y el perfil de velocidad generado (Figuras 6.7 y 6.8).

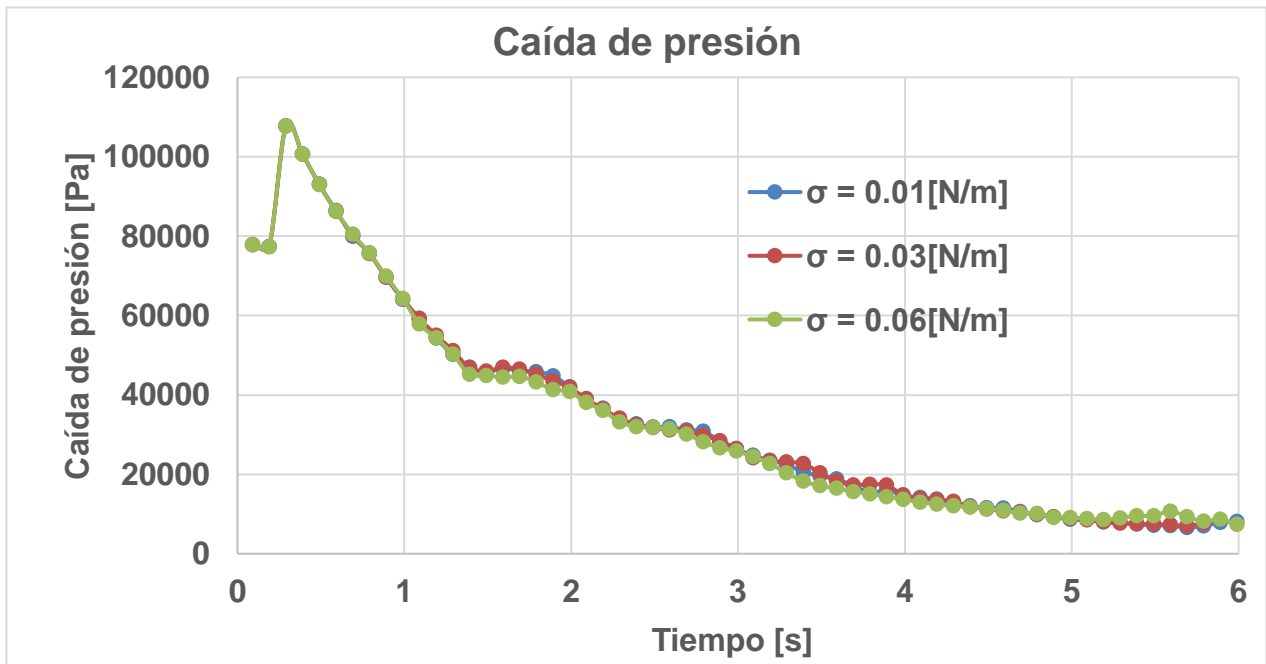


Figura 6.7 Monitoreo de la caída de presión para distintos valores de tensión interfacial.

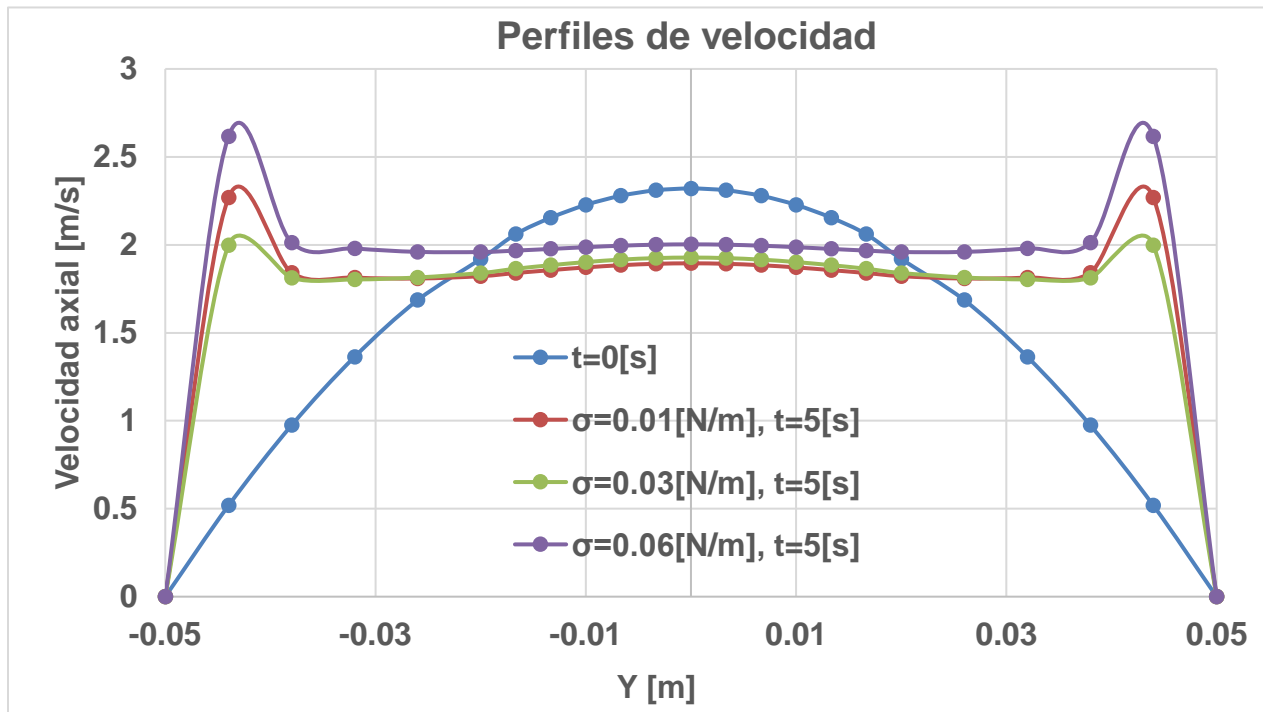


Figura 6.8 Perfiles de velocidad obtenidos para distintos valores de tensión interfacial.

Para los casos anteriores, la fracción de BRV se exageró (aprox. 20%) con el propósito de asegurar la formación del flujo anular. Como se observa en la Figura 6.8, la velocidad del BRV es mayor que la del núcleo.

De las imágenes anteriores se puede observar que la tensión interfacial no tiene un impacto sustancial en la reducción de la caída de presión ni en el perfil de velocidades obtenido al establecerse un flujo anular. Los valores usados para esta propiedad se encuentran entre 0.001 y 0.06 [N/m]. Estos valores son comunes para emulsiones agua/aceite o para emulsiones alteradas con surfactantes (Zaki, 1996). Se desconoce el impacto de esta propiedad más allá de este rango de valores.

Para las simulaciones en las que la fracción de BRV se exageró por encima del valor mínimo para establecer un flujo anular, el valor de la tensión interfacial tuvo un impacto más aparente. La Figura 6.9 muestra el comportamiento del flujo para dos valores de tensión interfacial en $t = 5.5$ [s] para la misma sección de tubería y velocidades en la entrada iguales.

Como se observa en la imagen, para el caso con el valor de tensión interfacial menor, el flujo tiende a emulsificarse en la región cercana a la pared, causando que una fracción del núcleo se adhiera a la tubería. Por otro lado, el flujo con una tensión interfacial mayor permanece estratificado en un mismo instante y en una misma sección de la tubería.

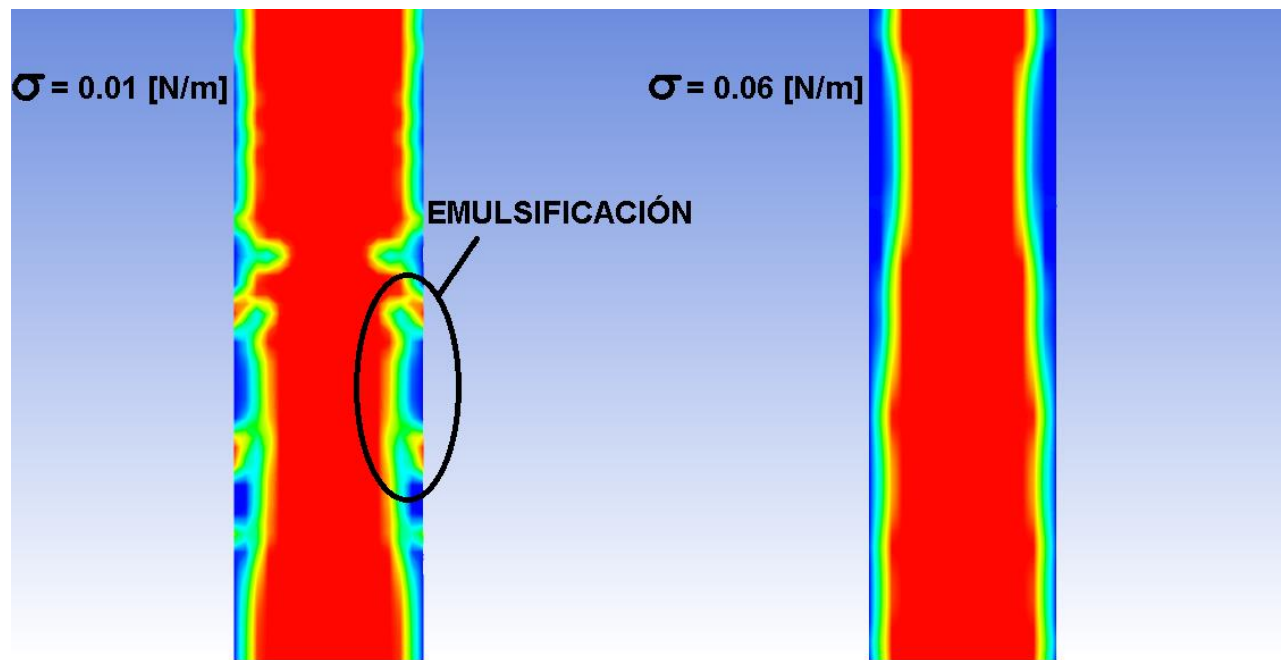


Figura 6.9 Comportamiento del flujo para $\sigma=0.01$ [N/m] y $\sigma=0.06$ [N/m] en $t=5.5$ [s].

CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES

7.1 Resumen

En el presente trabajo, se han realizado las siguientes acciones:

- Una reunión bibliográfica acerca del pasado, presente y futuro de la técnica de bombeo artificial llamada Bombeo Neumático o Gas Lift.
- Una pequeña investigación acerca de agentes mejoradores de flujo, así como de sus mecanismos de funcionamiento
- Un acercamiento a los fundamentos teóricos del flujo anular líquido-líquido o Core Annular Flow.
- Una serie de simulaciones computacionales para estudiar el uso de agentes mejoradores de flujo en una instalación de bombeo neumático mediante la generación de un flujo anular.

7.2 Conclusiones

Posterior a la reunión bibliográfica expuesta sobre el bombeo neumático, es claro que esta es una técnica que, a pesar de su “simplicidad”, hoy en día sigue ofreciendo grandes resultados en la industria gracias a su gran fiabilidad y flexibilidad que permite a los ingenieros la aplicación de múltiples métodos de forma paralela para la mejora en la operación.

El bombeo artificial es propenso a múltiples mejoras e investigaciones que le permitan mejorar su rendimiento. Con esto se concluye que el bombeo neumático debe tomarse como una técnica con grandes áreas de oportunidad y una gran apuesta para métodos baratos en la extracción de crudos que con

suficiente investigación en un futuro pueda ser la respuesta a la problemática de la extracción de crudos pesados y extrapesados.

En cuanto a los mejoradores de flujo, es fácil llegar a la conclusión de que estos representan un mundo de posibilidades cuando se quiera mejorar la movilidad de crudos pesados. Desde la forma de su obtención (artificial o natural) hasta sus principios de funcionamiento, los ingenieros tienen todo un espectro de variables a la hora de elegir el mejor aditivo a emplear para mejorar el transporte de estos aceites, ya sea en operaciones actuales, o en el diseño de nuevas instalaciones.

Previo a cualquier tipo de aplicación de un mejorador de flujo, es muy importante realizar estudios de compatibilidad entre este y el crudo de trabajo, en especial cuando sea de vital importancia que ambos líquidos no se mezclen o exista emulsificación.

Con relación a la investigación referente al flujo anular líquido-líquido, es claro que esta nueva técnica para la reducción de las pérdidas de presión en el transporte de crudos pesados posee un gran potencial y que, en un futuro, pueda volverse un estándar en todo tipo de operaciones, sin embargo, la mayoría de las investigaciones relacionadas tienen un enfoque muy lejano a su aplicación cotidiana, estudiando en su mayoría la estabilidad del flujo, el mecanismo para su generación, el impacto de la viscosidad y el de las velocidades involucradas en el flujo. Si bien lo anterior es de gran importancia, este trabajo se acerca más a una aplicación real bajo condiciones adoptadas de un caso real para una instalación de BN con un crudo y un mejorador previamente caracterizados.

Frente a la evidencia recaudada de las simulaciones, se puede concluir lo siguiente.

- Una simulación bidimensional no es representativa para el comportamiento real de la interacción entre ambos fluidos de alta y baja viscosidad al querer generar un flujo anular, sin embargo, esta puede ser un gran punto de partida en el diseño de un mecanismo de inyección.
- Se comprueba el excelente comportamiento del tipo de mallado utilizado para este patrón de flujo ya que en ningún momento existen inestabilidades en la solución debido a la geometría de la malla. Además de esto, la convergencia de cada simulación se ve mejorada notablemente en comparación a otras mallas.
- Los mejores resultados se consiguen cuando el mejorador de flujo es inyectado de forma paralela a la dirección del flujo, obteniendo fracciones mínimas necesarias menores al 5% para la formación completa y estable del flujo anular.
- El flujo anular es capaz de formarse para diferentes rangos de velocidad, sin embargo, el resbalamiento entre las fases es un factor que puede desestabilizar la capa de lubricación.
- El flujo anular presenta habilidades excelentes para la reducción de las caídas de presión ocasionadas por la gran fricción que genera el fluido de alta viscosidad al estar en contacto con las paredes de la tubería. Una vez establecida la capa de lubricación se consiguen reducciones arriba del 90% en las pérdidas por fricción.

- En un flujo anular, el gradiente de presión depende prácticamente del fluido de baja viscosidad, por lo que un mismo mejorador de flujo puede ser capaz de transportar núcleos de distintas viscosidades.
- Con la capa de lubricación establecida, la fase de alta viscosidad fluye como un sólido, es decir, este presenta una deformación muy pequeña. Lo anterior sugiere que hay un ahorro energético al deformarse el líquido de baja viscosidad en vez del crudo, lo cual es mucho más difícil. Además de esto, la fricción en la pared se reduce al mismo orden que en un flujo de únicamente un fluido de baja viscosidad.
- El uso de un mejorador de flujo para el transporte lubricado de un aceite puede reducir la cantidad de gas necesaria para la operación y así los efectos hidrodinámicos adversos debido a la presencia de esta fase en el flujo.
- La tensión de la interfase no es una propiedad que afecte de forma drástica las caídas de presión, los perfiles de velocidad o las mejoras energéticas de este proceso, sin embargo, esta propiedad sí tiene influencia en la estabilidad del flujo anular. Cuando esta propiedad es muy baja, se facilita la formación de emulsiones, lo cual a su vez puede contaminar las paredes y desestabilizar el flujo anular. Cuando la tensión interfacial es mayor, las fases se resisten más a mezclarse y la capa de lubricación tiene una mayor estabilidad ante posibles fluctuaciones en la interfaz.

7.3 Aportaciones

Con esta investigación se hacen las siguiente aportaciones:

- Una justificación para la futura investigación de técnicas paralelas o complementarias en sistemas de BN.
- Un resumen sobre los tipos de mejoradores de flujo existentes y su principio de funcionamiento.
- Un modelo teórico del flujo anular líquido-líquido para un núcleo newtoniano y no newtoniano.
- Una serie de recomendaciones justificadas para la simulación de flujos anulares líquido-líquido con dinámica de fluidos computacional.
- Evidencia que justifica la futura investigación sobre la inyección de mejoradores de flujo mediante válvulas en instalaciones de BN para incrementar y mejorar la producción.
- Una premisa para el diseño de un mecanismo de inyección efectivo.

7.4 Recomendaciones y trabajo a futuro

- Para futuras reuniones bibliográficas acerca del bombeo neumático, se le recomienda al investigador tener muy clara la vertiente específica de la cual se requiere obtener información, ya que como se menciona anteriormente, al ser esta una técnica muy usada, existen también muchas áreas de oportunidad sobre las cuales se realizan investigaciones tan sólo de bombeo neumático. El término “Gas Lift Asistido por Líquido”, en inglés “Liquid Assisted Gas Lift” o “LAGL”, “flujo anular líquido-líquido” o “Core Anular Flow” (CAF) son los mejores

puntos de referencia introductorios para trabajos a futuro con este enfoque.

- Para el caso de los mejoradores de flujo, es recomendable hacer estudios experimentales o investigaciones de aditivos bien caracterizados en conjunto con crudos, ya que el alcance tanto de desarrollos teóricos como de simulaciones numéricas está limitado precisamente por falta de esta información específica. Se recomienda también realizar una investigación sobre las propiedades hidrofílicas o hidrofóbicas de la tubería utilizada, ya que esto puede solucionar el problema de la contaminación de las paredes.
- El proceso de simulación de flujos como el presentado requiere de un gran tiempo de inversión, grandes recursos computacionales, así como de pericia en el uso del software, por lo que se le recomienda al investigador invertir un buen tiempo para su familiarización con el software, así como para la lectura de manuales del fabricante del programa para un uso más inteligente, lo cual permite usar técnicas específicas para el problema abordado que reduzcan los tiempos de cómputo al mínimo.
- Esta investigación no proporciona información acerca del incremento en la producción gracias a la inyección del BRV para el transporte lubricado del crudo. Esto se debe a que el flujo másico del crudo es una condición de frontera y esta se mantiene constante durante toda la simulación, ignorando los efectos que tiene la reducción en la presión aguas abajo. Si se requiere saber el aumento en la producción, el valor de flujo másico de aceite deberá ser ingresado como un parámetro que varíe durante toda la simulación con una relación establecida.

A.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PETROLEROS

Densidad y viscosidad

En la ingeniería petrolera, suele utilizarse una escala establecida por el Instituto Americano del Petróleo para representar la densidad o peso de un crudo. A un crudo le es asignado una gravedad “API” de acuerdo con la siguiente relación:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 141.5 \quad @ 60^{\circ} [F]$$

En donde γ_o representa la densidad relativa del crudo.

La viscosidad es una propiedad que refleja la resistencia de un fluido a deformarse. En términos más prácticos, mientras mayor sea la viscosidad de un fluido, mayor será también su resistencia para fluir.

Formalmente, la viscosidad se define a partir de la relación entre el esfuerzo cortante en el fluido y la tasa de deformación, cuyo coeficiente de proporcionalidad es precisamente la viscosidad.

Fluidos con una relación lineal esfuerzo-tasa de deformación se conocen como fluidos “newtonianos”.

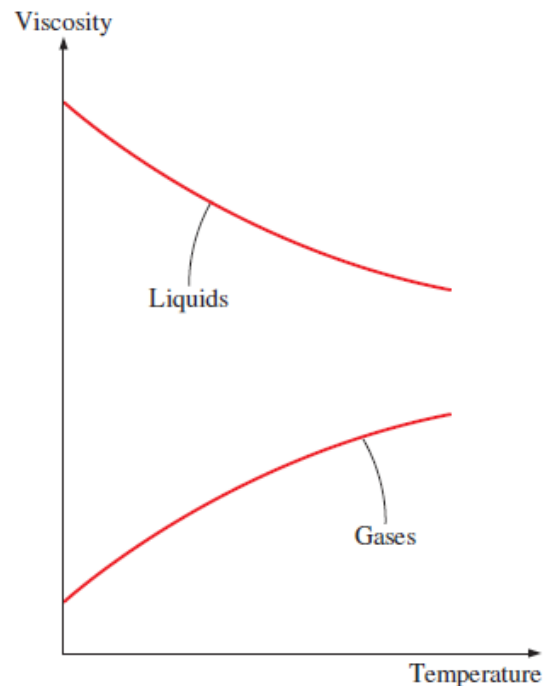


Figura A.1 Comportamiento de la viscosidad de los fluidos con la temperatura (Yunus A. Cengel, 2018).

Existen otros fluidos, que dependiendo de la rapidez con que se deformen, el esfuerzo cortante disminuirá o aumentará, es decir, será más fácil o difícil deformarlos.

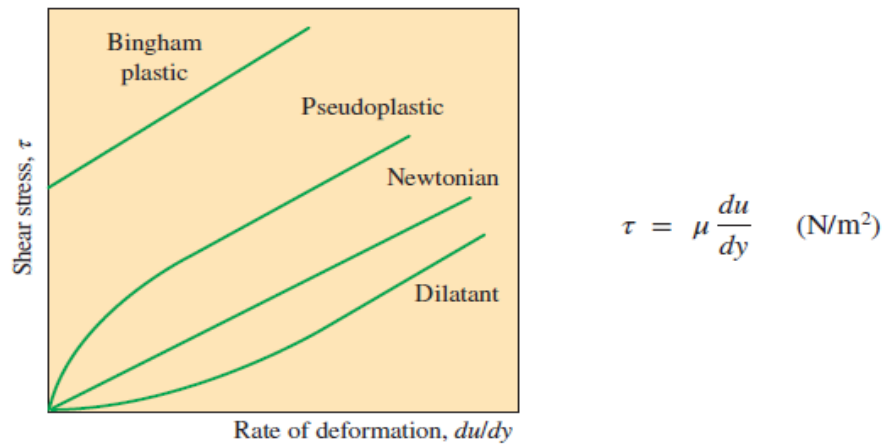


Figura A.2 Comportamiento reológico de distintos fluidos (Yunus A. Cengel, 2018).

Para fluidos petroleros, la densidad y la viscosidad tienden a aumentar mutuamente (Figura A.3). Es por esto que la densidad API es útil para clasificar a distintos aceites.

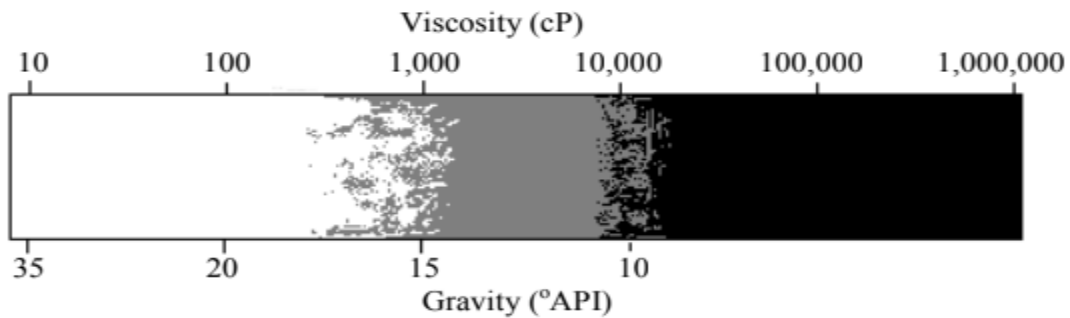


Figura A.3 Viscosidad y gravedad API (Hazlina Husin, 2014).

El gran peso y viscosidad de algunos crudos se debe a la presencia de fracciones pesadas en solución, conocidas como asfaltenos (Faergestad, 2016).

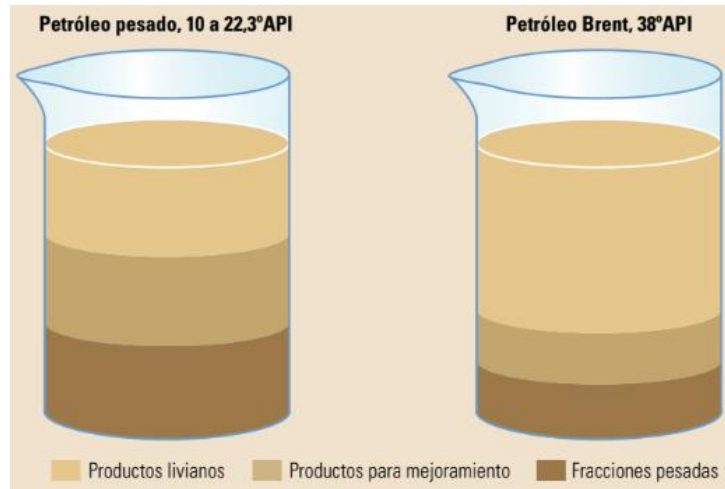


Figura A.4 Contenido de fracciones livianas y pesadas en diferentes tipos de crudos (S., 1996).

	Categories	Total's definition
Mobile	A Class Heavy oil	Gravity < 25° API 10 < Viscosity < 100 cP
	B Class Extra-heavy oil	Gravity < 20° API 100 < Viscosity < 10,000 cP
Non mobile	C Class Oil sands – bitumen	7 < Gravity < 12° API Viscosity > 10,000 cP



Heavy and extra-heavy oils	Bitumen
	

Figura A.5 Apariencia y clasificación de crudos pesados y extrapesados (Paszkievicz, 2012).

Gravedad específica y gravedad API

La densidad relativa o gravedad específica, en el caso de los líquidos, es expresada en relación con el agua.

Es decir:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

Presión de burbuja

Se conoce como presión de burbuja p_b a la presión a la cual aparece la primer burbuja de gas dejando de estar en solución en un crudo vivo.

Relación gas-aceite (RGA)

Este valor nos indica el porcentaje en volumen de gas que está disuelto en un volumen determinado de petróleo en condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Un crudo puede tener una cantidad nula de gas disuelto, llamado “muerto”, puede tener una cantidad rebajada de gas, llamado “subsaturado”, así como puede estar “saturado” de gas. También se le conoce como relación de solubilidad R_s .

Factor volumétrico del aceite

El factor volumétrico del petróleo B_o se define como el volumen que ocupa la fase líquida del petróleo desde sus condiciones de yacimiento hasta la superficie, el comportamiento típico de esta cantidad puede verse en la Figura A.6.

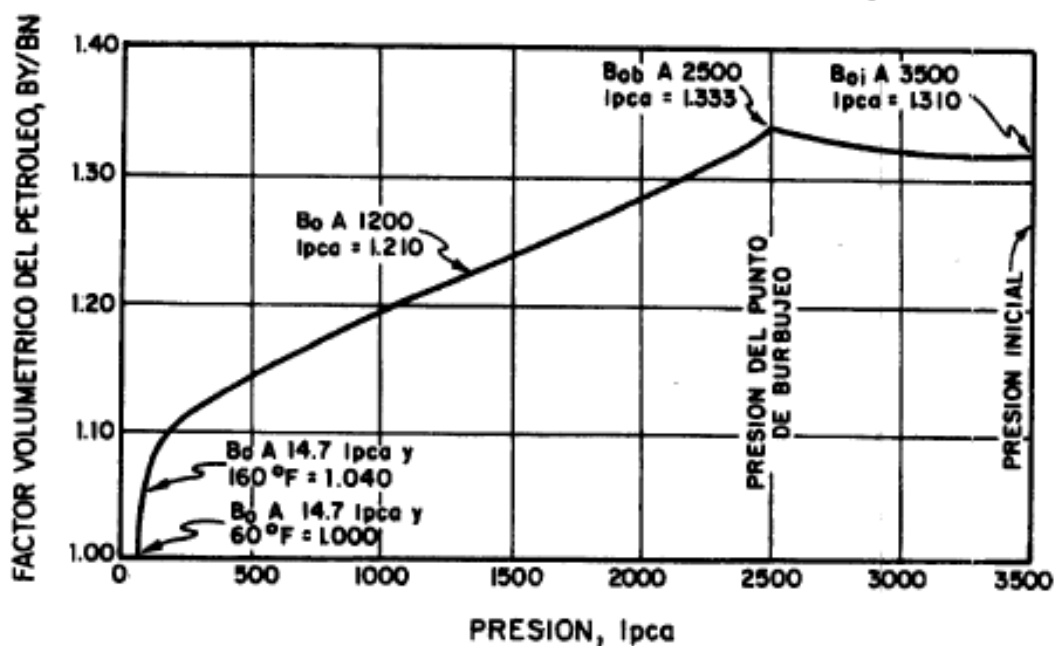


Figura A.6 Comportamiento del factor volumétrico con la presión.

Cuando disminuye la presión, el factor volumétrico aumenta sólo hasta alcanzar la presión de burbujeo, a partir de ahí, los efectos del gas liberado hacen que este valor disminuya.

Factor de compresibilidad del aceite

Bien es sabido que cuando un fluido presenta un cambio en su volumen cuando este sufre un cambio de presión, para todo fluido, a temperatura constante, la compresibilidad isotérmica c_o caracteriza completamente este fenómeno. La compresibilidad isotérmica está definida como:

$$c_o = -\frac{1}{v} \left(\frac{\partial v}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \quad \left[\frac{1}{Pa} \right]$$

Tensión superficial gas-aceite

La tensión superficial o interfacial gas-petróleo σ_{go} , representa la fuerza por unidad de longitud presente entre dos fases líquidas inmiscibles, teniendo esta un valor de 0 cuando el gas se encuentra en solución total. Este valor depende de otras variables como la temperatura, relación de solubilidad etc.

Propiedades de los gases

Ecuación de estado

El comportamiento de un gas ideal y la relación entre sus variables termodinámicas están dados por la siguiente ecuación:

$$Pv = RT$$

En donde R se conoce como constante del gas y está definida como:

$$R = \frac{Ru}{M}$$

Ru es la constante universal de los gases cuyo valor difiere de acuerdo con el sistema de unidades en que esta sea expresada, y M es la masa molar o peso molecular.

La ecuación anterior sólo aplica para gases ideales, los cuales no existen en la realidad, no obstante, la relación anterior describe muy bien el comportamiento de gases a bajas densidades. A grandes temperaturas y bajas presiones la densidad de un gas disminuye, y este se comporta como un gas ideal.

Factor de compresibilidad

La gran solución al problema anterior es mediante el uso del factor de compresibilidad, el cual no es más que una medida de la desviación al comportamiento de un gas ideal. Este valor suele ser utilizado pues un gas cercano a la zona de saturación tiene una gran desviación de este comportamiento. Con este valor podemos obtener una ecuación de los gases reales, es decir:

$$Pv = zRT$$

Existen diferentes formas para calcular el factor de compresibilidad ya sea de un gas o de una mezcla de gases. Una u otra forma será usada dependiendo de la exactitud que se requiera obtener.

Gravedad específica

En el caso de los gases, la densidad suele estar dada relativa a la densidad del aire, llamándole gravedad específica o densidad relativa al cociente de la densidad del gas en cuestión y la densidad del aire, es decir:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{air}}$$

Temperatura y presión pseudocríticas

Para mezclas de gases, se utilizan la presión y temperatura pseudocríticas p_{sc}, T_{sc} , las cuales son una ponderación de la aportación de cada temperatura y presión crítica de cada fracción de gas presente en una mezcla. El punto crítico, es aquel estado donde no se distingue un cambio de fase liquido-gaseoso para sustancias puras (Figura A.7).

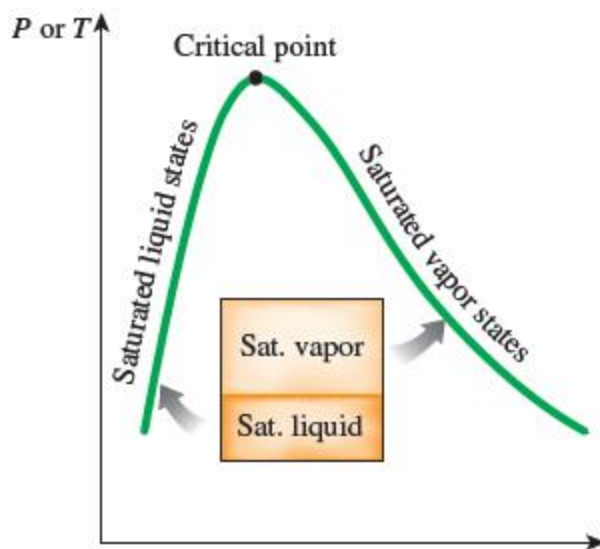


Figura A.7 Campana de saturación para una sustancia pura (Yunus A. Cengel M. A., 2019).

También existen presiones y temperaturas pseudoreducidas p_{sr}, T_{sr} , definidas exactamente igual que las reducidas pero relacionadas con el factor de compresibilidad mediante el teorema de los estados correspondientes.

Factor volumétrico

El factor volumétrico de un gas B_g , es la relación que hay entre el volumen ocupado por el gas en condiciones in-situ con respecto al volumen ocupado por el gas en condiciones normales de presión y temperatura.

Compresibilidad de un gas

La compresibilidad del gas tiene exactamente la misma definición para los petróleos definida anteriormente. En el caso de los gases, se debe tener especial cuidado con la compresibilidad de un gas c_g , para no confundirla con el factor de compresibilidad definido anteriormente.

Viscosidad de un gas

Las viscosidades de los gases suelen ser mucho menores que las de los líquidos, sin embargo, en contraste con los líquidos, la viscosidad de los gases aumenta con la temperatura.

A.2 LEYES FUNDAMENTALES DE CONSERVACIÓN

La mayor parte de la mecánica de fluidos se estudia mediante un enfoque Euleriano, el cual estudia las propiedades de un flujo como variables de campo, es decir, sea ϕ cualquier propiedad de un flujo $\phi = f(\vec{x}, t)$, donde \vec{x} es un vector de coordenadas y t es el tiempo.

Existen tres leyes fundamentales que son la base para el estudio de la mecánica de fluidos. A continuación se muestran estas leyes descritas mediante el enfoque mencionado anteriormente.

Conservación de masa: ecuación de continuidad

El principio de conservación de masa se expresa mediante la ecuación de continuidad, la cual se muestra a continuación:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v}) = 0$$

Donde ρ es la densidad, t es el tiempo y \vec{v} es la velocidad.

Conservación de momentum: ecuaciones de Navier-Stokes

Las ecuaciones de Navier-Stokes son una representación del principio de conservación de momentum lineal en forma diferencial acoplado con la ecuación newtoniana de la viscosidad. Para un flujo incompresible, estas ecuaciones se expresan mediante la siguiente ecuación vectorial:

$$\rho \left(\frac{\partial \vec{v}}{\partial t} + (\vec{v} \cdot \nabla) \vec{v} \right) = -\nabla p + \rho \vec{g} + \mu \nabla^2 \vec{v}$$

En donde p es la presión, \bar{g} es la gravedad y μ es la viscosidad.

Esta ecuación es de especial importancia para aplicaciones en el bombeo de fluidos por tuberías, ya que como se puede observar, incluye el gradiente de presión ∇p , el cual indica la pérdida de presión en cualquier dirección.

Conservación de energía

Finalmente, aunque menos común en la mecánica de fluidos, el principio del balance de energía en forma diferencial para un fluido incompresible se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$\rho \left(\frac{\partial \varepsilon}{\partial t} + (\bar{v} \cdot \nabla) \varepsilon \right) = -p(\nabla \cdot \bar{v}) + k\nabla^2 T + \rho h + \Phi$$

Donde ε es la energía interna específica, k es la conductividad térmica, T es la temperatura, h es una fuente de calor y Φ es la función de disipación viscosa.

REFERENCIAS

- ANSYS, I. (November de 2011). ANSYS FLUENT Theory Guide. Canonsburg, Pensilvania, USA.
- ANSYS, I. (November de 2011). ANSYS FLUENT User's Guide. Canonsburg, Pensilvania, USA.
- Antonio C. Bannwart, O. M. (2012). Water-assisted Flow of Heavy Oil in a Vertical Pipe: Pilot-scale Experiments. *INTERNATIONAL JOURNAL OF CHEMICAL REACTOR ENGINEERING*, 4-18.
- Azzopardi, V. H.-P. (2010). Grid Generation Issues in the CFD Modelling of Two-Phase Flow in a Pipe. *Process and Environmental Engineering Research Division, Faculty of Engineering, University of Nottingham, University Park,* 14.
- Beckwith, R. (2014). Pumping Oil: 155 Years of Artificial Lift. *Journal of Petroleum Technology*, 104.
- BenAmara, A. (2016). Gas Lift - Past & Future. *SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition* (págs. 1-6). Manama, Kingdom of Bahrain: Society of Petroleum Engineers.
- Brauner, N. (1990). TWO-PHASE LIQUID-LIQUID ANNULAR FLOW. *Int. J. Multiphase Flow*, 1-18.
- Brown, K. E. (1967). *Gas Lift Theory and Practice* . Tulsa, Okla.: Prentice Hall.
- Cavicchio, C. A. (2018). Experimental study of viscosity effects on heavy crude oil-water core-annular flow pattern. *Experimental Thermal and Fluid Science*, 270-285.
- Coutinho, R. P. (2018). System Analysis of Liquid- Assited Gas-Lift Unloading . *Society of Petroleum Engineers*, 1-15.
- Dr. James P. Brill, D. H. (1991). *TWO-PHASE FLOW IN PIPES*.
- E. J. Suarez-Dominguez, A. P.-P.-V. (2017). Effect of a viscosity reducer on liquid-liquid flow: III. Partial mixing on the interface. *Petroleum Science and Technology*, 2-7.

- E.J. Suarez-Domínguez, a. J.-E.-P.-K. (2013). Bioreducer effect in heavy and extraheavy oil crudes. *SPE International*, 1-11.
- E.J. Suárez-Domínguez, J. P.-S.-P. (2017). A viscosity bio-reducer action mechanism on extra-heavy crude oils. *Petroleum Science and Technology*, 2-8.
- Engineering, W. (2019). *Wireline Engineering*. Obtenido de <https://www.wireline-engineering.com/products/advanced-kickover-tool>
- Faergestad, I. M. (2016). Petróleo pesado. *Oilfield Review*, 1-3.
- H. Q. Zhong, S. Z. (2018). Research on heavy oil gas lift assisted with light oil injected. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 1-7.
- Haipeng Li, H. A. (2016). Modeling of annular two-phase flow using a unified CFD approach. *Nuclear Engineering and Design*, 7-8.
- Hazlina Husin, A. A. (2014). An Overview of Viscosity Reducers in Heavy Crude Oil Production. *CHEMECA* (págs. 2-9). Perth, Western Australia: Research Gate.
- Hernández, A. (2016). *Fundamentals of Gas Lift Engineering*. Gulf Professional Publishing.
- James F. Lea, J. a. (2019). *Gas Dwell Deliquification*. Gulf Professional Publishing.
- Jesús Díaz-Montes, I. C.-M.-S.-M. (2020). ESTUDIO NUMÉRICO DEL COMPORTAMIENTO DE DOS FLUJOS DE AGUA QUE COINCIDEN EN UNA CONFLUENCIA HORIZONTAL. *Instituto Politécnico Nacional, ESIME, UPALM.*, 15-16.
- Kenneth Decker, R. P. (2018). Gas Lift Annulus Pressure. *SPE Artificial Lift Conference and Exhibition* (págs. 1-17). The Woodlands, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers.
- María, H. A. (2013). CONSTRUCCIÓN Y APLICACIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN DE FLUJO BIFÁSICO EN RÉGIMEN TRANSITORIO EN UN POZO CON BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO MEDIANTE EL USO DEL SIMULADOR OLGA. Ciudad de México: Facultad de Ingeniería UNAM.

- Martínez, S. T. (Octubre de 2019). ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN POZOS PRODUCTORES DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS MEDIANTE TÉCNICAS DE LUBRICACIÓN CON BIO-REDUCTORES DE ARRASTRE. Ciudad de México: Facultad de Ingeniería UNAM.
- Mitchell, D. (2015). Rethinking Gas Lift Intervention. *Journal of Petroleum Technology*, 1-3.
- Muhammad Luqman Hasan, J. J. (2017). Effects of temperature and injection rates on the performance of biopolymer drag reducing agent. *ELSEVIER*, 1-8.
- Paszkievicz, L. (2012). *EXTRA HEAVY OILS IN THE WORLD ENERGY SUPPLY*. Canada: TOTAL.
- PEMEX. (2017). *Anuario Estadístico*. México: PEMEX.
- Prada, A. B. (1999). Production of Heavy Oil Via Core Flow. *Society of Petroleum Engineers*, 1-8.
- Ray Johnston, Y. L. (2018). Maximizing Pipeline Flexibility with Drag Reducing Agents. *Society of Petroleum Engineers*, 1-9.
- Renardy, D. J. (1997). CORE-ANNULAR FLOWS. *Annu. Rev. Fluid. Mech.*, 65-90.
- S, C. B. (1996). *Correlaciones Numéricas P.V.T*. Maracaibo: Universidad del Zulia.
- S. Ghosh, T. M. (2009). Review of oil water core annular flow. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1-9.
- Salar Afra, H. N.-E.-D. (2016). A Novel Viscosity Reduction Plant-Based Diluent for Heavy and Extra-Heavy Oil. *Society of Petroleum Engineers*, 1-15.
- Sanjay K. Singh, J. W.-M.-A. (2014). Integrating True Valve Performance Into Gas Lift Design and Troubleshooting. *Jornal of Petroleum Technology*, 1-3.
- Schlumberger. (1999). *Gas Lift Design ad Technology*. Schlumberger.
- Smith, T. (16 de Mayo de 2017). *PADT Inc*. Obtenido de <https://www.padtinc.com/blog/when-the-going-gets-tough-the-tough-use-ansys-for-cfd-meshing/>

- Sumit Tripathi, A. B. (22 de Noviembre de 2015). *Gallery of Fluid Motion* . Obtenido de APS : <https://gfm.aps.org/meetings/dfd-2015/55f4ed1969702d060d1b0300>
- Sumit Tripathi, A. B. (2015). Lubricated Transport of Highly Viscous Non-Newtonian Fluid as Core-Annular Flow: A CFD Study. *IUTAM Symposium on Multiphase flow with phase change: challenges and opportunities* (págs. 1-8). Hyderabad: ELSEVIER.
- Tools, A. C. (2019). *American Completion Tools*. Obtenido de <https://americancompletiontools.com/side-pocket-mandrel/>
- William C. Lyons, G. J. (2016). *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering*. Gulf Professional Publishing.
- Wilson, A. (2018). Effect of R Ratio on Performance of Injection-Pressure-Operated-Gas-Lift-Valves . *Journal of Petroleum Technology*, 1-2.
- Yunus A. Cengel, J. M. (2018). *Fluid Mechanics Fundamentals and Applications*. New York: McGraw-Hill.
- Yunus A. Cengel, M. A. (2019). *Thermodynamics An Engineering Approach*. New York: McGrawhill.
- Zaki, N. N. (1996). Surfactant stabilized crude oil-in-water emulsions for pipeline. *Colloids and Surfaces*, 22.